2025/2370

16.12.2025 г.

РЕШЕНИЕ (ЕС) 2025/2370 НА КОМИСИЯТА

от 21 февруари 2025 година

относно мярката за държавна помощ SA.106107 (2024/N), която Белгия планира да приложи за удължаване на експлоатационния срок на два ядрени реактора (Doel 4 и Tihange 3)

(нотифицирано под номер C(2025) 1070)

(само текстът на английски език е автентичен)

(текст от значение за ЕИП)

ЕВРОПЕЙСКАТА КОМИСИЯ,

като взе предвид Договора за функционирането на Европейския съюз, и по-специално член 108, параграф 2, първа алинея от него,

като взе предвид Споразумението за Европейското икономическо пространство, и по-специално член 62, параграф 1, буква а) от него,

като прикани заинтересованите страни да представят мненията си в съответствие с тези разпоредби ([1]), и като взе предвид техните мнения,

като има предвид, че:

1. ПРОЦЕДУРА

(1) С писмо от 21 юни 2024 г. Белгия уведоми Комисията за мярката за подкрепа на удължаването на експлоатационния срок на два ядрени реактора в Белгия (Doel 4 („D4“) и Tihange 3 („T3“), наред с блоковете с дългосрочна експлоатация („LTO“). След искане за информация от страна на Комисията на 4 юли 2024 г. Белгия ѝ предостави допълнителна информация с писма от 9 и 10 юли 2024 г.

(2) С писмо от 22 юли 2024 г. Комисията уведоми Белгия, че е взела решение да открие процедурата, предвидена в член 108, параграф 2 от Договора за функционирането на Европейския съюз (ДФЕС), във връзка с тази мярка (наричано по-нататък „решението за откриване на процедурата“).

(3) Белгия представи мнението си относно решението за откриване на 22 август 2024 г.

(4) Решението на Комисията да открие процедурата беше публикувано в *Официален вестник на Европейския съюз* ([2]). Комисията прикани заинтересованите страни да представят мненията си.

(5) Комисията получи мнения от заинтересованите страни. Тя ги препрати на Белгия, на която бе дадена възможност да отговори; нейните мнения бяха получени с писмо от 30 октомври 2024 г.

(6) Белгия предостави допълнителна информация на 2 септември 2024 г., 23, 27 и 30 октомври 2024 г., 8, 14, 18, 22, 25, 27 и 30 ноември 2024 г., 2, 4, 5, 12, 13, 17 и 20 декември 2024 г., 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 и 31 януари 2025 г. и 1 февруари 2025 г. ([3])

(7) С писмо от 24 октомври 2024 г. Белгия се съгласи по изключение да се откаже от правата си, произтичащи от член 342 от ДФЕС във връзка с член 3 от Регламент № 1/1958 ([4]), и настоящото решение да бъде прието и нотифицирано на английски език.

([1]) Държавна Помощ — Белгия — Държавна помощ SA.106107 (2024/N) — удължаване на експлоатационния срок на два ядрени реактора (Doel 4 и Tihange 3) — Покана за представяне на мнения съгласно член 108, параграф 2 от Договора за функционирането на Европейския съюз (ОВ C, C 2024/4921, стр. 1, 8.8.2024 г., ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).

([2]) *Вж.* бележка под линия 1.

([3]) Някои технически, финансови, икономически или оперативни данни са изготвени въз основа на информация, предоставена от Electrabel.

([4]) Регламент № 1 за определяне на езиковия режим на Европейската икономическа общност (ОВ 17, 6.10.1958 г., стр. 385, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. ПОДРОБНО ОПИСАНИЕ НА СИТУАЦИЯТА

2.1. Ядрен парк в Белгия

(8) До 2022 г. ядреният парк на Белгия се състоеше от седем ядрени реактора, четири разположени във Фландрия (Doel) и три разположени във Валония (Tihange). Всички реактори са влезли в експлоатация между 1975 г. и 1985 г. ([5]) и са построени от дружества за комунални услуги (Ebes, Intercom и Unerg), които впоследствие през 1990 г. са обединени в едно дружество Electrabel SA с мажоритарен собственик Tractebel (наричано по-долу Electrabel). През 1996 г. Société Générale de Belgique (SGB) става мажоритарен акционер на Tractebel, а през 1999 г. Suez придобива близо 100 % от SGB. След сливането между Suez и Gaz de France (GDF) през 2008 г., крайният собственик на Electrabel е Engie S.A. (наричано по-долу Engie).

(9) Electrabel, дъщерно дружество, изцяло притежавано от Engie, е ядреният оператор и мажоритарен собственик на седемте белгийски ядрени реактора от началото на тяхната експлоатация. Понастоящем собствеността на белгийските ядрени реактори е следната:

— Electrabel притежава 100 % от Doel 1 и Doel 2, 89,807 % от Doel 3, Doel 4, Tihange 2 и Tihange 3 и 50 % от Tihange 1;

— Luminus, дъщерно дружество на EDF Belgium, притежава 10,193 % от Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 и Doel 4;

— EDF Belgium ([6]) притежава останалите 50 % от Tihange 1.

(10) Що се отнася до мощностите на блоковете от типа LTO (вж. таблица 2),

— понастоящем Doel 4 има номинална мощност от 1 038 MW през 2022 г. (1 026 MW през 2023 г.) и е генерирал 8,940 TWh електроенергия през 2022 г. ([7]), което представлява дял от приблизително 11 % от общото търсене на електроенергия в Белгия през 2022 г. (82,9 TWh ([8])).

— Понастоящем Tihange 3 има номинална мощност от 1 038 MW през 2022 г. (1 030 MW през 2023 г.) и е генерирал 7,366 TWh електроенергия през 2022 г. ([9]), което представлява дял от приблизително 9 % от общото търсене на електроенергия в Белгия през 2022 г. (82,9 TWh ([10])).

(11) Белгия обяснява, че всички белгийски ядрени реактори, включително блоковете от типа LTO, са проектирани и експлоатирани като базови блокове, основани на технологията на реакторите с вода под налягане (PWR). Дизайнът датира от 70-те години на миналия век и е типичен за базовите блокове, като например по-старите ядрени реактори по света. Тези блокове обикновено работят с максимална обявена мощност, когато са в експлоатация, за разлика от по-новите технологии (поколение III), при които има възможност за гъвкава експлоатация, включително промяна на изходната мощност във времето („линейно изменение“ или „следване на натоварването“), и за регулиране на честотата и оперативните резерви ([11]). При базова експлоатация мощността обикновено се намалява или изключва само когато това е необходимо за планирано презареждане с гориво и/или периодична поддръжка, непланирана спешна поддръжка с оглед коригиране на проблеми с оборудването на централата или неочаквани ограничения, свързани с дизайна и/или безопасността. Следователно намаляването на производството на електроенергия се обуславя по-скоро от нуждите на ядрения оператор или на оператора на преносната система („ОПС“), отколкото от пазарни сигнали.

([5]) Doel 1, Doel 2 и Tihange 1 през 1975 г.; Doel 3 и Tihange 2 съответно през 1982 г. и 1983 г.; Doel 4 и Tihange 3 през 1985 г.
([6]) EDF Belgium и Luminus са отделни юридически лица. И двете са част от EDF Group. EDF Belgium е акционер в Luminus с 68,6 %. Другите акционери в Luminus са Ethias, Publilec, Socofe и Nethys.
([7]) Източник: Световна ядрена асоциация (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Източник: Source Adequacy & flexibility study for Belgium [„Проучване за адекватност и гъвкавост за Белгия“] (2024—2034 г.) от Elia Group — Issuu (стр. 42).
([9]) Източник: Световна ядрена асоциация (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Източник: Source Adequacy & flexibility study for Belgium [„Проучване за адекватност и гъвкавост за Белгия“] (2024—2034 г.) от Elia Group — Issuu (стр. 42).
([11]) Източник: 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 [„Ползите от гъвкавостта на ядрената енергия при експлоатацията на енергийни системи, работещи с енергия от възобновяеми източници“], *Applied Energy*, том 222, 2018 г., стр. 872—884.

(12) Белгия пояснява, че белгийските ядрени реактори имат технически ограничения в резултат на своя дизайн, водещ до силно намаляване на възможностите за модулиране на мощността, които дълго време са били ограничени до регулиране на мрежата. Това се дължи на факта, че белгийските ядрени реактори са оборудвани изключително с т.нар. „черни“ контролни пръти, които силно ограничават възможността за модулиране, за разлика от т.нар. „сиви“ контролни пръти ([12]). Някои от най-новите френски ядрени реактори пък например са оборудвани както с черни, така и със сиви контролни пръти, което означава, че са проектирани и изградени, така че да има възможност за модулиране и следване на натоварването. В резултат на дизайна, основан на черни контролни пръти, в белгийските ядрени реактори доскоро модулирането по икономически причини беше забранено от Белгийската агенция за ядрена безопасност (AFCN/FANC) ([13]). Модулирането беше приемливо само по технически причини или по искане на белгийския ОПС (Elia), за да се избегне прекъсване на електрозахранването ([14]).

(13) Белгия обаче посочва, че в отговор на общото развитие на пазарите на електроенергия и необходимостта от въвеждане на гъвкавост в тяхното функциониране са проведени проучвания относно допускането на някои случаи на модулиране по икономически причини („икономическо модулиране“). През 2015 г. Engie, Electrabel и белгийските регулаторни органи започнаха проучвания за безопасност ([15]) с цел да анализират кои условия трябва да бъдат изпълнени, за да бъдат позволени някои случаи на модулиране по икономически причини, като се разгледа, наред с другото, въздействието на такова модулиране върху ядреното гориво. Заключението в проучването е, че за Tihange 3 и Doel 4 могат да бъдат приемливи най-много 30 икономически модулации за един ядрен горивен цикъл, при условие че са спазени редица технически условия, свързани основно с нагряването и охлаждането на горивния елемент:

— скоростта на забавяне и ускоряване е ограничена до 1 %/мин;

— минимална мощност 50 % от номиналната мощност ([16]);

— най-малко 2 часа (3 часа, ако модулирането започне в рамките на деня) и най-много 72 часа при едно модулиране; както и

— най-малко 72 часа между два случая на модулиране на един и същ реактор с оглед неговото стабилизиране.

(14) Освен това модулирането не е възможно в определени периоди ([17]), като например:

а) в края на ядрения горивен цикъл, през последните два месеца, когато концентрацията на бор в първия контур е ниска (по-малко от 200 ppm борна киселина); както и

б) когато операторът на реактора поиска да не се извършва модулиране, за да се избегне преходен процес в определена ситуация (*напр.* месечни тестове на неутронния поток, потенциален теч от клапан, обход на сградата на реактора и др.) или поради технически проблеми.

([12]) Т.нар. „черни“ контролни пръти на реактора (изработени от боров карбид) абсорбират всички падащи неутрони. Те са предназначени да спрат реактора и следователно могат да доведат до силен термичен градиент и напрежение в горивните елементи по време на модулиране. Т.нар. „сиви“ контролни пръти (които са изработени от сребро, индий и кадмий) абсорбират само част от падащите неутрони и са проектирани да осигуряват гъвкава мощност на реактора, тъй като водят до много по-малки спадове в неутронния поток и разпределението на мощността в близост до прътите и следователно не причиняват същите проблеми с прегряване на горивото.

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

([14]) Заявките за модулиране от страна на Elia могат да бъдат разделени на две категории в зависимост от критичността на ситуацията: „Състояние на тревога“: модулиране, поискано от Elia една седмица предварително, тъй като се очаква критична ситуация в мрежата; „Етап на извънредна ситуация“: модулиране, поискано от страна на Elia директно към контролната зала на ядрените блокове с цел незабавно облекчаване на натоварването на мрежата.

([15]) Източник: 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 [„Проучване за осъществимост в общ план и във връзка с горивото с оглед подобрена гъвкавост на белгийските атомни електроцентрали“], в *Сборник с доклади на WRFPM*, 2014 г., доклад № 100136, Сендай, Япония, 14—17 септември.

([16]) На практика, по искане на операторите на централи, обикновено се предлага намаляване на мощността до 400 MW с цел икономическо модулиране — вместо 500 MW (50 % от номиналната мощност), за което се изискват повече ръчни операции и по този начин се увеличава рискът от автоматично изключване.

([17]) Вж. *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation [„Оперативна процедура, Процедура за модулиране на ядрения флот“]*, ZST.10010883175.000_06, приложение Q1, раздели 3.1 и 3.2, стр. 4—6.

(15) След тези проучвания AFCN/FANC разрешиха на оператора да извършва модулиране до 30 пъти на цикъл ([18]), което съответства на максималния брой пъти, в които може да бъде извършвано модулиране в рамките на текущото разрешение. Предвид тези ограничения Engie посочи, че всяко решение за модулиране се оценява внимателно от оператора, тъй като то носи множество рискове (*напр*. генериране на отпадъчни води в резултат на модулирането, по-бързо остаряване на съоръженията, риск от задействане на процес по автоматично изключване, потенциални повреди, които биха направили невъзможно рестартирането на реактора *и др*.), които са широко документирани в академичната литература ([19]).

(16) Според Белгия (въз основа на информация от Electrabel), при сегашното ниво на познанията не съществуват технологични решения за увеличаване на гъвкавостта на разумна цена и в разумен срок. Техническото подобрение, необходимо за превръщане на един базов реактор в централа, следваща натоварването, и за осигуряване на по-голяма гъвкавост, ще изисква цялостна промяна в дизайна и по-специално подмяна на капака на корпуса на реактора, което е много продължителна и сложна операция. Освен това ще са необходими нови проучвания за доклада за анализ на безопасността (SAR), както и значително изменение на разрешението, което ще трябва да бъде издадено от белгийските органи за ядрена безопасност.

(17) В допълнение Белгия (въз основа на информация от Electrabel) обяснява, че гъвкавостта на реакторите е ограничена и от спецификата на тяхното гориво и управлението на прекъсванията:

а) Горивото е специално пригодено за определена продължителност на цикъла и определен брой възможности за модулиране. Евентуално повишаване на гъвкавостта на реакторите ще изисква промяна в обогатяването на горивото, което не е възможно, тъй като горивото вече е поръчано за целия срок на проекта. Ако блоковете от типа LTO бъдат „модернизирани“, за да се увеличи броят на възможностите за модулиране, горивото ще трябва да се поръчва отново, което би довело до неразумно високи разходи.

б) Операторът на ядрената централа е технически и правно ограничен от AFCN/FANC ([20]) и разполага с много ограничена свобода на действие, за да планира прекъсвания за поддръжка, ремонти и презареждане с гориво. Планираните прекъсвания са много сложни за изпълнение и трябва да бъдат подготвяни месеци или дори години предварително. Съгласно REMIT ([21]) участниците на пазара трябва своевременно да оповестят публично датите на прекъсванията — например чрез платформата за спешни пазарни съобщения (UMM) на NordPool ([22]) — обикновено на практика 3 години предварително. Освен това е много сложно да бъдат променяни датите на прекъсванията, след като бъдат обявени (като се имат предвид оперативните ограничения, например наличието на части и изпълнители), и тези промени могат да бъдат оспорвани от оператора на преносната система, който може да поиска обезщетение от оператора на ядрената централа, ако счита, че отклонението води до смущения в мрежата. Във всеки случай датите на прекъсванията не могат да бъдат променяни след средата на юли на предходната година без предварително одобрение от страна на оператора на преносната система.

в) От оперативна гледна точка блоковете от типа LTO ще работят с 12-месечни ядрени горивни цикли (вместо 18-месечни горивни цикли, както е в момента). Това решение е взето в резултат на икономически баланс:

— Първо, за да се увеличи максимално периодът на производство на блоковете от типа LTO през следващите зими, когато търсенето на електроенергия — както и цените — е най-високо, а производството на електроенергия от възобновяеми източници е по-ниско. Поради това беше договорено, че блоковете от типа LTO ще работят с 12-месечен ядрен горивен цикъл, така че периодичните прекъсвания поради презареждане с гориво да могат да бъдат синхронизирани и да се случват всяка година през лятото.

([18]) Белгия предостави разрешенията от генералния управител на BelV, дъщерна организация на AFCN/FANC, за икономическо модулиране до 30 пъти на цикъл:
За Doel 4 вж. BelV, 3078/2739/POI.851, Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties, 26 юли 2017 г.
За Tihange 3 вж. BelV, 2018-0330, Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues, 28 август 2018 г.

([19]) Вж. например i) SFEN/RGN, 9. Parc nucléaire : la manoeuvrabilité au détriment de la performance?', 25 juillet 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 [„Ядрено енергоснабдяване: Противопоставяне на погрешните схващания. Доказателства за гъвкавост на ядрените инсталации от френския опит“], *Energy*, том 151, 2018 г., стр. 289—296; iii) Alexey Lokhov, Suivi de charge dans les centrales nucléaires, *AEN Infos*, 2011 г., № 29.2.

([20]) Вж. бележка под линия 18.

([21]) Регламент (ЕС) № 1227/2011 на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2011 г. относно интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (ОВ L 326, 8.12.2011 г., стр. 1) член 2, параграф 1, буква б).

([22]) На следната електронна препратка са налични всички бъдещи UMM за Tihange 3 и Doel 4: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— Второ, за да се вземат предвид средносрочните и дългосрочните пазарни сигнали, стандартна практика в ядрената енергетика е прекъсванията да се планират през месеци с по-ниски цени. Следователно, от самото начало цялостното планиране на прекъсванията за Doel 4 и Tihange 3 е оптимизирано, за да се ограничи максимално въздействието върху пазарната цена, благодарение на преминаването от 18-месечен към 12-месечен ядрен горивен цикъл (както е обяснено в т. — по-горе).

2.2. **Постепенно спиране на ядрената енергия в Белгия**

(18) Както е описано в раздел 2.1 от решението за откриване на процедурата, през 2003 г. федералният парламент на Белгия прие закон, с който се забранява изграждането на нови ядрени блокове, предназначени за промишлено производство на електроенергия чрез ядрено делене в Белгия, и се ограничава експлоатацията на вече съществуващите реактори до 40 години, като по този начин се установява постепенно спиране на ядрената енергия между 2015 г. и 2025 г. („Закон от 2003 г.“ или „Закон за постепенното спиране на ядрената енергия в Белгия“) ([23]). Както беше първоначално предвидено в закона за постепенното спиране на ядрената енергия, Doel 3 и Tihange 2 бяха окончателно изключени от мрежата съответно на 23 септември 2022 г. и 31 януари 2023 г. Със законите от 18 декември 2013 г. и 28 юни 2015 г. ([24]) Законът за постепенното спиране на ядрената енергия беше изменен и експлоатационният срок на трите най-стари реактора, Tihange 1, Doel 1 и Doel 2, беше удължен с 10 години, съответно до 30 септември 2025 г., 14 февруари 2025 г. и 30 ноември 2025 г. (10-годишно удължаване на експлоатационния срок) ([25]).

(19) Съгласно закона за постепенното спиране на ядрената енергия Doel 4 и Tihange 3 трябваше да бъдат затворени до 2025 г. Поради това след 2020 г. стратегическите цели на Engie по отношение на ядрените дейности бяха i) да се оттегли от дейности по производство на ядрена енергия в Белгия, за да ограничи риска във връзка с волатилността на пазарните цени поради експозицията си като ядрен оператор, и ii) вече да не позиционира производството на ядрена енергия като част от основната дейност на Engie. От 2020 г. насам това оттегляне доведе до спиране на всички проучвания, свързани с разширяването на атомните електроцентрали (всички разположени в Белгия). Финансовата комуникация на Engie след 2020 г. е в съответствие с тази стратегическа цел за оттегляне и е взета предвид в счетоводните прогнози, използвани за изготвяне на консолидираните финансови отчети, по-специално в тестовете за обезценка ([26]).

(20) В таблица 1 се предоставя общ преглед на седемте белгийски ядрени реактора, включително техните собственици, нетна мощност и първоначални дати на деактивиране съгласно Закона за постепенното спиране на ядрената енергия и последващите му изменения.

Таблица 1

Преглед на атомните електроцентрали в Белгия

Ядрен реактор	Собственици	Нетна мощност (MWe) 2023 г.	Дата на деактивиране (Закон за постепенното спиране на ядрената енергия)	Дата на деактивиране (преразгледана)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 февруари 2015 г.	14 февруари 2025 г.
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1 декември 2015 г.	30 ноември 2025 г.

([23]) Вж. 31 януари 2003 г. 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. Съгласно Закона за постепенното спиране на ядрената енергия в Белгия атомните електроцентрали в Белгия щяха да бъдат затворени на 15 февруари 2015 г. (Doel 1), 1 декември 2015 г. (Doel 2), 1 октомври 2022 г. (Doel 3), 1 юли 2025 г. (Doel 4), 1 октомври 2015 г. (Tihange 1), 1 февруари 2023 г. (Tihange 2) и 1 септември 2025 г. (Tihange 3).

([24]) На 5 март 2020 г. законът от 28 юни 2015 г. беше отменен от Конституционния съд (дело 34/2020) — след преюдициално решение на Съда на Европейския съюз (дело C 411/17) — поради неспазване на задълженията относно оценката на въздействието върху околната среда, като същевременно действието на закона беше запазено до 31 декември 2022 г. На 11 октомври 2022 г., след оценка на въздействието върху околната среда, беше приет т.нар. „Закон за поправка“, с който бяха променени датите на деактивиране. Със закона за поправка деактивирането на Doel 1, Doel 2 и Tihange 1 беше отложено за 2025 г.

([25]) Вж. Решение на Комисията от 17.3.2017 г., SA.39487 (2016/NN), Белгия, „Удължаване на експлоатационния срок на атомните електроцентрали Tihange 1, Doel 1 и Doel 2“ (ОВ C/2017/142, 5.5.2017 г., стр. 1).

([26]) Вж. доказателствата в бележки под линия 7 и 8 от решението за откриване на процедурата.

Ядрен реактор	Собственици	Нетна мощност (MWe) 2023 г.	Дата на деактивиране (Закон за постепенното спиране на ядрената енергия)	Дата на деактивиране (преразгледана)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1 октомври 2022 г.	*Деактивиране на 23 септември 2022 г.*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1 юли 2025 г.	31 октомври 2035 г. (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1 октомври 2015 г.	30 септември 2025 г.
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1 февруари 2023 г.	*Деактивиране на 31 януари 2023 г.*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 септември 2025 г.	31 октомври 2035 г. (*)

Източник: *Белгийски органи — Дава се препратка към уебсайта на отдел „Икономика“ на Федералната публична служба (FPS) относно производството на ядрена енергия в Белгия, последна консултация на 18 юни 2024 г.:* Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. Както беше посочено, Doel 3 и Tihange 2 са деактивирани. Следният доклад включва тяхната предишна нетна мощност: Международна агенция за атомна енергия, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States [„Експлоатационен опит с атомни електроцентрали в държавите членки“], МААЕ, Виена (2022 г.) (достъпен на уебсайта на отдел „Икономика“ на FPS).

(*) Преразгледана дата на деактивиране, когато ядрените реактори са в експлоатация към 1 ноември 2025 г.; последната възможна дата за деактивиране е 31 декември 2037 г.

2.3. **Решението на Белгия да продължи производството на ядрена енергия**

(21) На 18 март 2022 г. белгийското федерално правителство (наричано по-долу също „белгийското правителство“) реши да преоцени постепенното спиране на ядрената енергия, като разреши удължаване на експлоатационния срок (дългосрочна експлоатация (LTO) на двата най-млади ядрени реактора, Doel 4 и Tihange 3, за период от 10 години („проект за LTO“). Белгия взе това решение в контекста на европейския отговор на войната на Русия срещу Украйна (включително необходимостта държавите — членки на ЕС, да намалят потреблението си на газ и зависимостта си от него) и произтичащата от това криза с газа, както и на вече съществуващите опасения относно сигурността на доставките в Белгия (вж. също раздел 2.4 по-долу), предвид нарасналите нужди от електрификация (за да се даде възможност за осъществяване на енергийния преход) и ограничената разполагаемост на френския ядрен парк през 2021—2022 г. (поради непредвидени проблеми с корозията и основната поддръжка за удължаване на експлоатационния му срок) ([27]).

(22) Впоследствие през 2022 г. белгийското правителство започна преговори с белгийския оператор на ядрени централи Electrabel относно прилагането на удължаването на експлоатационния срок. Предоставените от Белгия причини да не бъде организиран търг, относно които Комисията не изрази съмнения в решението за откриване на процедурата, са посочени в съображение 38 от решението за откриване на процедурата и включват:

a) Притежаване на необходимите ноу-хау и разрешителни: достъпът до мощности за производство на ядрена енергия изисква специално, включително специфично за държавата, ноу-хау, което не е достъпно за всички участници на пазара и което Комисията вече е признала по отношение на Electrabel в частност (вж. бележка под линия 30 в решението за откриване на процедурата) и операторите на ядрени централи като цяло (вж. бележка под линия 31 в решението за откриване на процедурата); това ноу-хау, интелектуалната собственост и съответните разрешителни във връзка с ядрените съоръжения в Белгия са единствени по рода си и към момента само Electrabel ги притежава.

([27]) Вж. Решение на Комисията от 29.9.2023 г., SA.104336 (2023/N), Белгия, Изменения на механизма за заплащане за осигуряване на капацитет (ОВ C, C/2023/265, 18.10.2023 г., стр. 1).

б) График: времето между решението на белгийското правителство относно проекта за LTO и планираната дата за рестартиране на блоковете от типа LTO е много кратко, а за рестартирането до септември 2025 г. (за Tihange 3) и до ноември 2025 г. (за Doel 4) е необходимо да бъдат извършени определени подготвителни работи и проучвания за осъществимост („развойни дейности“ (вж. бележка под линия 32 от решението за откриване на процедурата) преди действителното начало на работата. Electrabel, в ролята си на единствен оператор на ядрена централа в Белгия, беше единственото предприятие, което разполагаше с единствените по рода си знания, ресурси и инструменти, за да предприеме тези дейности бързо и ефективно. Поради тази причина никой друг оператор освен Electrabel не би могъл да бъде избран чрез тръжна процедура, а стартирането на такава процедура за избор на оператор на блоковете от типа LTO не би довело до смислен резултат, предвид спецификите и ограниченията на проекта за LTO.

(23) Engie, дружеството майка на Electrabel, първоначално се колебаеше дали да започне преговори с Белгия във връзка с проекта за LTO, твърдейки, че ядрената технология е станала твърде скъпа и твърде рискована, и позовавайки се на намерението на Engie да прекрати ядрените си операции в Белгия след 2025 г. (вж. съображение 19). Поради тази причина белгийската държава и Engie се съгласиха да се създаде механизъм за балансирано и прозрачно споделяне на рисковете и ползите във връзка с удължаването на експлоатационния срок на двата реактора. Според Белгия Engie е заявило ясно от самото начало, че без механизъм за споделяне на риска и споразумение относно ядрените отпадъци от експлоатацията на седемте атомни електроцентрали в Белгия не би обмислило възможността за удължаване на експлоатационния срок на двата ядрени реактора, тъй като това би принудило дружеството да промени съществено корпоративната си стратегия и експозицията си на риск ([28]).

(24) Процесът на преговорите е описан подробно в раздел 3.1 от решението за откриване на процедурата и доведе до сключването на споразумение за изпълнение на 13 декември 2023 г. с цел рестартиране на експлоатацията на блоковете от типа LTO преди зимата на 2025—2026 г. Както е посочено в съображение 36 от решението за откриване на процедурата, споразумението за изпълнение се състои от три основни компонента, като и трите имат една и съща цел — да се подкрепи изпълнението на проекта за LTO:

а) „Компонент 1“: наборът от подмерки, свързани с възнаграждението и финансовите договорености, даващи възможност за стабилни приходи за двата ядрени реактора, както и промените в структурата на акционерите чрез създаването на BE-NUC (вж. раздел 3.3.1);

б) „Компонент 2“: наборът от подмерки, свързани с извеждането от експлоатация на атомните електроцентрали и дългосрочното съхранение и погребването на прехвърлените ядрени отпадъци и отработено гориво (включително изменението на пакета за сигурност за наблюдение на финансовото състояние на оператора на ядрена централа спрямо променения рисков профил поради договорения таван) (вж. раздел 3.3.2);

в) „Компонент 3“: споразуменията за споделяне на риска и за обезщетение в случай на определени законодателни промени (вж. раздел 3.3.3).

(25) Споразумението за изпълнение беше изменено два пъти през 2024 г. ([29]). Съдържанието му е описано по-подробно в раздел 3.

(26) Следват някои важни етапи от проекта за LTO:

а) След сключване на споразумението ще бъдат извършени допълнителни подготвителни дейности за рестартиране на производството най-късно на 1 септември 2025 г. (за Tihange 3) и 1 ноември 2025 г. (за Doel 4).

б) Периодът между първоначалната дата на деактивиране на реакторите (както е посочено в Закона за постепенното спиране на ядрената енергия от 2003 г., *т.е.* 1 юли 2025 г. за Doel 4 и 1 септември 2025 г. за Tihange 3 — вж. таблица 1) и датата на рестартиране на производството ще бъде използван за подготовка за рестартиране на блоковете от типа LTO и се нарича „период на изключване“.

([28]) Вж. доказателствата в бележка под линия 10 от решението за откриване на процедурата.

([29]) На 10 май 2024 г. споразумението за първото изменение се отнасяше до следните теми: промяна на някои условия на поканата за участие в експертна оценка, отлагане на целевата крайна дата, някои потвърждения, технически промени, коригиране на грешка в споразумението за покупко-продажба на акции (SPA) II, допълнително време за сключване на споразумението за алтернативна сигурност (ASA) и споразумението за услуги за енергийно управление (EMSA). На 15 юли 2024 г. беше направено второ изменение на споразумението, отнасящо се до следните теми: отлагане на окончателната дата за изпълнение до 21 февруари 2025 г., споразумение относно условията на тръжната процедура на EMSA, някои потвърждения, техническа модификация на SPA I.

в) Тригодишният период от септември 2025 г. до 31 декември 2028 г. („дата на корекция“ ([30])) представлява „фаза на рестартиране“ и ще бъде използван за привеждане на блоковете от типа LTO в съответствие с изискванията на белгийския орган за ядрена безопасност.

г) От 1 януари 2029 г. се очаква блоковете от типа LTO да работят на пълна мощност до 1 ноември 2035 г. по време на „фазата на експлоатация“.

(27) В резултат на това производството на електроенергия през периода 2026—2028 г. ще бъде относително малко поради повече от обичайните планирани прекъсвания на двата реактора по време на фазата на рестартиране („планирани прекъсвания на LTO ([31])“). По време на планираните прекъсвания на LTO се очаква неразполагаемостта на блоковете от типа LTO да бъде 24 седмици годишно, като това се отнася до първите 3 години след датата на рестартиране на LTO.

(28) В допълнение към планираните прекъсвания на LTO се очаква нормално годишно прекъсване за атомните електроцентрали („планирани прекъсвания, несвързани с LTO ([32])“) за целия период на удължаване на експлоатационния срок (*т.е.* по време на фазата на рестартиране и фазата на експлоатация), до 1 година преди края на експлоатацията на Doel 4 и до последната година от експлоатацията на Tihange 3. Очаква се всяко планирано прекъсване, несвързано с LTO, да продължи 6 седмици. В резултат на това през първите 3 години след рестартирането на LTO се очаква двата ядрени реактора да бъдат спирани за 30 седмици годишно.

(29) Освен планираните прекъсвания (на LTO и несвързани с LTO) е възможно да има непланирани и непредвидени проблеми, които да изискват допълнително изключване на блоковете от типа LTO. Във финансовия модел при подписване, залегнал в основата на споразумението за възнаграждение ([33]), е приета честота на принудително изключване (FOR) от 10 %. Това означава, че както Doel 4, така и Tihange 3 имат целеви коефициент на разполагаемост от 90 % за 10 години, без да се вземат предвид планираните прекъсвания на LTO и тези, несвързани с LTO.

(30) Ако бъдат включени всички планирани и непланирани прекъсвания, Doel 4 and Tihange 3 имат целеви коефициент на разполагаемост съответно приблизително 68,4 % и 67,4 %.

(31) Номиналната мощност за производство на електроенергия, годишното производство на електроенергия и делът от търсенето на електроенергия на национално равнище в Белгия за Doel 4 и Tihange 3, преди и след удължаването на експлоатационния срок, са обобщени в таблица 2. Както е видно от таблица 2, очаква се прогнозното годишно производство на електроенергия от блоковете от типа LTO да се удвои след фазата на рестартиране.

Таблица 2

Ключови характеристики на Doel 4 и Tihange 3 (преди и след LTO)

	Doel 4	Tihange 3
Преди удължаване на експлоатационния срок		
Номинална мощност (*данни за 2022 г.*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Годишно производство на електроенергия (*Данни за 2022 г.*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Дял от търсенето на електроенергия в Белгия (*Данни за 2022 г.*)	11 %	9 %

([30]) Т.нар. „корекция“ е процес, използван с цел да се гарантира, че всички сметки и записи са точни и балансирани. Това включва сравняване на прогнозните или първоначалните данни с действителните крайни данни и извършване на необходимите корекции.

([31]) „Планирани прекъсвания на LTO“ са планираните прекъсвания, необходими за привеждане на блоковете от типа LTO в съответствие с изискванията на органа за безопасност.

([32]) „Планирани прекъсвания, несвързани с LTO“ са нормалните годишни прекъсвания (основно за целите на презареждане с гориво), които се предвиждат още от година 1, година 2 и година 3 след датата на рестартиране на LTO съответно за Doel 4 и Tihange 3, до една година преди края на експлоатацията на Doel 4 и до последната година от експлоатацията на Tihange 3.

([33]) Финансовият модел при подписване е финансовият модел, залегнал в основата на споразумението за възнаграждение, подписано на 13 декември 2023 г.

	Doel 4	Tihange 3
След удължаване на експлоатационния срок		
Номинална мощност (*данни за 2023 г.*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Годишно производство на електроенергия (*прогнозни оценки*)	2026—2028 г.: 3 435 GWh след 2029 г.: 7 158 GWh	2026—2028 г.: 3 435 GWh след 2029 г.: 7 186 GWh
Дял от търсенето на електроенергия в Белгия (*прогнозни оценки*)	2026—2028 г.: 3 %—4 % след 2029 г.: 6 %—8 %	2026—2028 г.: 3 %—4 % след 2029 г.: 6 %—8 %

Източник: Информационна система за енергийните реактори (PRIS) на Международната агенция за атомна енергия (МААЕ), Световна ядрена асоциация; Проучване относно адекватността и гъвкавостта за Белгия (2024—2034 г.) на Elia

2.4. Опасения относно адекватността на ресурсите в Белгия

(32) Както е посочено в съображение 17 от решението за откриване на процедурата, от 2019 г. насам белгийският ОПС Elia е провел три национални проучвания относно адекватността на ресурсите (NRAA) — NRAA 2019 г., NRAA 2021 г. и NRAA 2023 г., като и в трите е установена необходимост от нови мощности до зимата на 2025—2026 г. вследствие на (частичното) постепенно спиране на ядрената енергия в Белгия, започнало с извеждането от експлоатация на Doel 3 и Tihange 2 през 2022 г. и 2023 г. (вж. таблица 1), както и извеждането от експлоатация на мощности за производство на топлинна енергия в съседните държави и проблеми с френските ядрени активи.

(33) В отговор на тези опасения относно адекватността на ресурсите Белгия създаде механизъм за заплащане за осигуряване на капацитет (CM), одобрен от Комисията през 2021 г. и изменян два пъти оттогава ([34]). CM е всеобхватна пазарна мярка, с която се компенсира готовността на централите да доставят електроенергия в предварително определени периоди, независимо дали реално я произвеждат или не. Целта на CM е да се отговори на опасенията относно адекватността на ресурсите в електроенергийния сектор, като същевременно се подкрепя енергийния преход, като механизмът ще влезе в сила от зимата на 2025 г., когато се очаква и двата блока от типа LTO да бъдат рестартирани (вж. съображение 26).

2.5. Пазара на електроенергия в Белгия

(34) Понастоящем енергийният микс на Белгия е доминиран от производството на електроенергия от газ и ядрени източници, въпреки че делът на възобновяемите енергийни източници непрекъснато се увеличава през последните години. През 2023 г. делът на ядрената енергия, газа и възобновяемите енергийни източници в производствения микс е бил съответно 39,9 %, 21,4 % и 32,7 % ([35]).

(35) Според Белгия основните участници на пазара за производство на електроенергия по отношение на инсталираните мощности, свързани на ниво преносна мрежа, са Electrabel (9,3 GW през 2023 г. — 65 %), Luminus (2,2 GW през 2023 г. — 15 %), RWE (0,7 GW през 2023 г. — 5 %), Eneco (0,7 GW през 2023 г. — 5%) и TotalEnergies (0,6 GW през 2023 г. — 4 %). Белгия твърди, че показателят за пазарна концентрация HHI ([36]) е намалял от 5 510 през 2016 г. до 4 431 през 2023 г., което отчасти се обяснява с увеличеното развитие на възобновяеми енергийни източници (слънчева и вятърна енергия) от нетрадиционни участници на пазара ([37]).

([34]) Вж. Решение на Комисията от 27.8.2021 г., SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Белгия, Механизъм за заплащане за осигуряване на капацитет (ОВ L/2022/117, 19.4.2022 г., стр. 40). Първо решение за изменение: Решение на Комисията от 29.9.2023 г., SA.104336 (2023/N), Белгия, Изменения на механизма за заплащане за осигуряване на капацитет (ОВ C/2023/265, 18.10.2023 г., стр. 1). Второ решение за изменение: Решение на Комисията от 17.9.2024 г., SA.114003 (2024/N), Белгия, Втори набор от изменения на механизма за заплащане за осигуряване на капацитет (ОВ C, C/2024/6138, 14.10.2024 г., стр. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) Belgian Energy Data Overview [„Преглед на данните от сектора на енергетиката в Белгия“] (SPF Economie 2024 г.). Повече подробности относно пазара на електроенергия на едро и дребно в Белгия и пазарната позиция на основните участници (въз основа на данни за 2022 г.) са предоставени в раздели 2.2.1 и 2.2.2 от решението за откриване на процедурата.

([36]) Индексът на Herfindahl-Hirschmann (Херфиндал-Хиршман) е мярка за пазарна концентрация, изчислена чрез повдигане на квадрат на пазарния дял на всяко конкурентно дружество на пазара и последващо събиране на получените числа. Пазарите с HHI над 2 500 обикновено се считат за силно концентрирани пазари. Стойностите на HHI са взети от годишните доклади на белгийската комисия за регулиране на пазара на електроенергията и газа (CREG) и се основават на инсталираната мощност и производството от съоръжения, свързани на ниво преносна мрежа.

([37]) Годишен доклад на CREG (2024 г.).

(36) Според Белгия основните участници по отношение на производството на електроенергия от съоръжения, свързани към преносната мрежа в Белгия, са Electrabel (39,1 TWh през 2023 г. — 70 %), Luminus (6,8 TWh през 2023 г. — 12 %), Eneco (2,5 TWh през 2023 г. — 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh през 2023 г. — 4 %) и RWE (2 TWh през 2023 г. — 4 %). Белгия твърди, че показателят за пазарна концентрация HHI е намалял от 6 372 през 2016 г. до 5 143 през 2023 г., благодарение на увеличеното производство на електроенергия от възобновяеми енергийни източници ([38]).

(37) Според Белгия на равнището на търговията на дребно през 2023 г. в Белгия е имало общо 16 доставчици на електроенергия. Основните доставчици по отношение на доставяната електроенергия са Electrabel (47 % през 2023 г.), Luminus (18,2 % през 2023 г.), TotalEnergies (5,5 % през 2023 г.) и Eneco (5,3 % през 2023 г.), като голяма част от участниците са много малки ([39]).

3. ПОДРОБНО ОПИСАНИЕ НА МЯРКАТА

3.1. Цели на мярката и неефективности на пазара

(38) С удължаването на експлоатационния срок на двата блока от типа LTO ще се улесни развитието на икономическа дейност и ще се допринесе за преодоляване на опасенията относно адекватността на ресурсите в Белгия (вж. раздел 2.4). Освен това Белгия твърди, че с удължаването на експлоатационния срок на ядрените реактори се цели също да се ограничи зависимостта от вноса като цяло и в частност от вноса на изкопаеми горива (в съответствие с целите на плана REPowerEU), като по този начин се допринася и за декарбонизацията на белгийската електроенергийна система, както и за осигуряване на базова мощност в контекста на нарасналите нужди от електрификация в близко бъдеще в Белгия.

(39) Белгия твърди, че целта на мярката за помощ е да се преодолеят редица неефективности на пазара, които пречат на Electrabel да продължи да експлоатира ядрените реактори в Белгия без допълнително участие от страна на белгийското правителство ([40]).

а) Първо, Белгия твърди, че съществуват редица добре документирани неефективности на пазара на електроенергия, които като цяло представляват пречка пред предоставянето на достатъчни инвестиционни стимули от страна на пазарите в производствена мощност, необходима за спазване на стандартите за адекватност на ресурсите, както е описано по-подробно в решенията на Комисията, отнасящи се до белгийския СМ (вж. бележка под линия 34).

б) Второ, Белгия твърди, че при пазарите на електроенергия и въглеродни емисии се наблюдават допълнителни неефективности, засягащи по-специално стимулите за инвестиране в нисковъглеродни технологии, като например липсата на дългосрочни възможности за хеджиране (това се отнася в особена степен за чистите технологии, които са капиталоемки поради експозицията си на нестабилни потоци от приходи), недостатъчното покритие на отрицателните външни ефекти от парникови газове (*напр.* чрез цена на въглеродните емисии в европейската схема за търговия с емисии под социалната цена на въглерода и липсата на дългосрочен предвидим ценови сигнал за въглеродните емисии поради структурната нестабилност на схемата за търговия с емисии на ЕС), както и липсата на стимули за инвестиране в разнообразен микс на производство на енергия предвид ролята на електроцентралите на изкопаеми горива (газ) при ценообразуването на пазарите на електроенергия, с което се осигурява естествено хеджиране.

в) Трето, Белгия твърди, че при инвестициите в ядрена енергия са налице редица специфични рискове, които са особено трудни за хеджиране или управление от търговските инвеститори, като например: i) технически рискове и рискове, свързани с управлението на проекти, ii) рискове, свързани с управлението на отпадъците и извеждането от експлоатация, както и iii) регулаторни и политически рискове.

(40) Белгия твърди, че предвид тези общи неефективности на пазара, свързани с инвестициите в нисковъглеродни емисии на пазарите на електроенергия, както и допълнителните рискове, на които е изложен операторът на ядрени централи, е необходим ангажимент от страна на белгийското правителство в подкрепа на удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO. Следователно Белгия твърди, че целта на мярката, за която е постъпило уведомление, е да се преодолеят тези неефективности на пазара.

([38]) Годишен доклад на CREG (2024 г.).
([39]) Rapport Commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturall en Belgique (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024 г.).
([40]) По-подробно описание на неефективностите на пазара може да бъде намерено в съображения 23 и 24 от решението за откриване на процедурата.

3.2. Промени на мярката от страна на Белгия след решението за откриване на процедурата

(41) В отговор на изразените от Комисията съмнения в решението за откриване на процедурата (вж. раздел 3.8) Белгия промени някои части от мярката.

(42) Тези промени се отнасят по-специално до:

а) Прехвърлянето на правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране от съвместното предприятие на белгийската държава и Electrabel, наречено BE-NUC (субектът, който ще притежава 89,807 % от блоковете от типа LTO, който първоначално е бил договорно обвързан да извършва модулиране всеки път, когато са изпълнени условията, посочени в споразуменията), към партньора по споразумението за услуги за енергийно управление (EMSA) (продаващ ядрената електроенергия на пазара) и въвеждането на финансови стимули във възнаграждението на партньора по EMSA, за да се осигурят допълнителни гаранции за ефикасното използване на наличните възможности за модулиране (вж. раздел 3.3.1.5). Вследствие на това фиксираният предварително зададен праг за модулиране от минус 20 EUR/MWh е премахнат, тъй като партньорът по EMSA ще има целесъобразни стимули, за да вземе решение кога модулирането на ядрения реактор ще е най-ефикасно. Променената структура на възнагражденията е взета предвид и в преработената стратегия за наддаване и дисбаланс (BIS).

б) Подсилване на механизма за споделяне на загубите и ползите („корекция на риска от пазарната цена“ или MPRA), така че финансовата подкрепа да следва по-точно промените в пазарните цени (чрез коригиране на *de facto* нормата на възвръщаемост на проекта) (вж. 3.3.1.3.2).

в) Ограничение на размера на минималните оперативни разходи и капиталово плащане (MOCP), за да се избегне прекомерно завишаване на разходите за MOCP за белгийската държава (вж. 3.3.1.3.3).

(43) Горепосочените промени са изложени подробно в раздел 3.3 от настоящото решение.

3.3. Подробно описание на компонентите на мярката

(44) В настоящия подраздел са описани различните компоненти на пакета за подкрепа на проекта за LTO, включително измененията, направени от Белгия след съмненията на Комисията, изразени в решението за откриване на процедурата (вж. раздели 3.3.1, 3.3.2 и 3.3.3), както и алтернативните варианти за финансиране, разгледани от Белгия (вж. раздел 3.3.4).

3.3.1. *Компонент 1: Финансови и структурни договорености*

(45) Предвиден е набор от механизми за финансова подкрепа, с които да може да се финансира своевременно и безопасно удължаване на експлоатационния срок на двата ядрени реактора. Всички подмерки по компонент 1 са описани подробно в останалата част от настоящия раздел.

(46) По време на официалното разследване Белгия представи обосновката за всички части на финансовата подкрепа:

а) Белгия припомня, че инвестициите в ядрена енергия представляват големи инфраструктурни инвестиции, оставящи вековен отпечатък, които се характеризират със значителни първоначални капиталови разходи и периоди на строителство със съществени рискове и несигурности, както и с дълги периоди на възвръщаемост ([41]). Тъй като търговските инвестиции в ядрени активи са изложени на неконтролируеми и потенциално силно въздействащи рискове, свързани с политиките, регулациите и технологиите, с преобладаващо фиксирана структура на разходите, финансовите им резултати са особено чувствителни към реализираната разполагаемост и потенциалното превишаване на разходите. Поради тази причина исторически погледнато ядрените реактори са финансирани в контекста или на публична собственост и/или на подкрепяща регулаторна рамка, с която се намалява експозицията на рискове и се осигурява дългосрочен ангажимент от страна на правителството.

([41]) Вж. Световна ядрена асоциация, Financing Nuclear Energy [„Финансиране на ядрената енергия“], 2 май 2024 г., https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

б) В повечето от новите случаи на инвестиции в ядрени активи, финансирането е подкрепено чрез набор от регулаторни мерки за смекчаване на потенциалния ефект от пазарните рискове и специални механизми, с които се ограничава експозицията на специфични за ядрената енергия технологични, политически и регулаторни рискове. Например някои проекти са разработени по модел на регулирана база активи (RAB) ([42]), който Белгия счита за осигуряващ висока защита. Белгия избра модел на двупосочен договор за разлика (CfD). За да се гарантира икономическата жизнеспособност на проекта, пакетът от мерки по проекта за LTO е съобразен с нуждите на съответната ядрена инвестиция.

в) Чрез мерките, предвидени в споразумението за възнаграждение, Белгия обяснява, че възнамерява да предостави допълнителна защита освен прилагането на схема със самостоятелен CfD, за да осигури сигурност срещу потенциална неплатежоспособност или несъстоятелност. Белгия обаче уточнява, че

— със споразумението за възнаграждение не се гарантират финансовите резултати на съвместното предприятие (JV), особено в случай на продължителни проблеми с разполагаемостта или значително превишаване на разходите, *напр*. поради определени регулаторни рискове; както и

— акционерите продължават да бъдат изложени на значителни рискове и да получават финансови стимули, с които се насърчават резултатите и съобразеното с пазара поведение, което се различава от стандартните модели на RAB, при които обикновено се предоставят силни гаранции по отношение на възстановяването на разходите и възвръщаемостта на инвестициите освен достатъчно финансиране и ликвидност.

г) Освен това Белгия отбелязва, че инвестициите в ядрена енергия са подложени на строг контрол от страна на финансовите институции, с високи изисквания за надлежна проверка с цел да се оцени потенциалното въздействие на различните видове рискове и несигурности, както и с критичен фокус върху цялостното структуриране на проекта. Опитът в Европа показва по-специално, че получаването на финансиране за инвестиции в ядрената енергия е особено трудно, когато липсват адекватни механизми за защита ([43]).

3.3.1.1. Споразумение за съвместна развойна дейност (JDA)

(47) Както е посочено в съображение 22, поради строгите срокове за рестартиране на LTO операторът на ядрената централа, Electrabel, определи и се споразумя с Белгия да предприеме определени развойни дейности, които са необходими, за да се осигури навременното рестартиране на LTO и за да се отговори на изискванията и очакванията на органа по безопасност, преди да сключи окончателната сделка. Тези развойни дейности са определени в JDA, което беше последно изменено на 18 юли 2024 г. (JDA++) ([44]).

(48) В JDA++ се определят условията, при които Белгия предварително финансира разходите на Electrabel за развойните дейности ([45]), докато всички необходими законодателни промени бъдат приети и влязат в сила („законодателно условие“). Малко след изпълнението на законодателното условие (на 15 юли 2024 г.) Electrabel започна да финансира собствените си разходи за развойните дейности и ще продължи да прави това, докато размерът на финансирането от Electrabel не се изравни със сумата, предварително финансирана от белгийската държава (това се очаква да се случи до началото на 2025 г.), след което Electrabel и белгийската държава ще финансират разходите за развойните дейности на база 50/50.

([42]) Моделите на RAB са подробно описани в литературата. Вж. например Meshkat, Mustafa. Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models [„Изграждане и осъвременяване на проекти за атомни електроцентрали: Оценка на моделите за инженеринг, снабдяване, строителство (ИСС) и моделите на регулирана база активи (RAB)“], *Comparative Law Review,* 14.2 (2023 г.): стр. 1001—1022; Thomas, Steve, & al. The proposed RAB financing method [„Предложеният метод за финансиране от типа RAB“], *Nuclear Consult* (2019 г.).

([43]) Белгия твърди, че дори когато са налице споразумения за споделяне на риска с държавата, търговските банки не са склонни, а инвеститорите често се колебаят да придобият експозиция на ядрени активи, *т.е.* да поемат риска, свързан със сериозни инвестиции в ядрения сектор в контекста на несигурни политики и разпоредби и наличието на технологични рискове.

([44]) Развойните дейности, описани в график 1 от JDA++, се отнасят до технически проучвания, основно във връзка с концепцията и остаряването на съоръженията, подобренията в дизайна, компетенциите на ръководството, програмите за изпитване и проверки, оценката на въздействието върху околната среда (включително подготовката на необходимите документи за издаване на лицензи/разрешителни) и периодичните прегледи на безопасността на блоковете от типа LTO.

([45]) Съответстващи на 89,807 % (*т.е.* процентът на собственост на блоковете от типа LTO) от общите разходи, като Luminus поема останалите 10,193 %.

(49) Белгия твърди, че предварителното финансиране от страна на белгийската държава на разходите за развойните дейности е ограничено до всички разходи, които са (ще бъдат) действително поети от Electrabel, съответстващи на 89,807 % от общите разходи за развойните дейности. Създаден е механизъм за контрол, както и „корекция“ в края на договорния период. Освен това Белгия твърди, че договореностите за финансиране по JDA++ са въз основа на условия на сделка между несвързани страни и съотношение цена-качество.

3.3.1.2. Съвместно предприятие (JV) и финансиране от страна на акционерите

(50) Белгийската държава ще инвестира, заедно с оператора на ядрената централа Electrabel в съвместно предприятие (JV), наречено BE-NUC, което ще притежава 89,807 % от блоковете от типа LTO (какъвто е понастоящем делът на Electrabel). Останалите 10,193 % от блоковете от типа LTO ще продължат да бъдат собственост на Luminus. Electrabel и белгийската държава ще притежават по 50 % от BE-NUC и ще действат като равноправни акционери по отношение на финансовото участие (предоставяне на собствен капитал и акционерни заеми) и дела на приходите от продажби на електроенергия. BE-NUC, като съсобственик, ще поеме 89,807 % от инвестициите, необходими за разширяване на дейността, а белгийската държава следователно косвено ще поеме 44,9035 % от инвестиционните разходи, свързани с проекта за LTO. Останалите 10,193 % ще бъдат поети от Luminus.

(51) Electrabel е и ще продължи да бъде единственият оператор на двата ядрени реактора чрез споразумение за експлоатация и поддръжка (E&П) (вж. раздел 3.3.1.4). BE-NUC няма да се превърне в оператор на ядрени централи, но ще има права да контролира оперативните разходи чрез споразумението за E&П.

(52) Белгия заяви, че не предвижда възможността за набиране на външен дълг с цел финансиране на проекта за LTO. Акционерите на проекта LTO ще го финансират изцяло чрез собствен капитал и акционерни заеми (вж. раздел 3.3.1.2.2 по-долу).

3.3.1.2.1. Съвместно предприятие

(53) Няма да има закупуване от страна на белгийската държава на дялове от съсобствеността в блоковете от типа LTO, а по-скоро прехвърляне (частично разделяне след сливане на съответните активи) от Electrabel към JV съгласно стъпките, описани в съображение 49 от решението за откриване на процедурата.

(54) Electrabel ще прехвърли своите 89,807 % права на собственост на блоковете от типа LTO (както и свързаните с тях разрешителни и всички други необходими активи) на BE-NUC в замяна на разпределението на акциите на BE-NUC на Engie (по това време едноличен акционер на Electrabel). Приносът на Electrabel към BE-NUC ще бъде оценен, като се вземе предвид стойността на сградата като скрап, стойността на земята и стойността на недвижимите съоръжения, както е описано в съображение 51 от решението за откриване на процедурата.

(55) Тази оценка на приноса на Electrabel е отразена в покупната цена от 24,7 милиона евро (подлежаща на корекции), която ще бъде заплатена от белгийската държава с цел придобиване на нови акции и запазване на 50 % дял в BE-NUC. Съветът на директорите на BE-NUC ще поиска одитор (провеждащ задължителен одит) или сертифициран счетоводител да изготви доклад относно непаричния принос, като оцени по-специално приложената оценка и използваните за тази цел методи за оценка.

(56) Белгия твърди, че оценката на активите не оказва влияние върху анализа на хипотетичния сценарий и е предоставила доказателства, че прехвърлянето на активи (сгради и земя) по проекта за LTO е неутрално. Според Белгия чрез използването на консервативни методи за оценка на активите (въз основа на стойността за бракуване или справедливата стойност) се гарантира, че Engie не извлича никаква полза от прехвърлянето на активи.

(57) Освен това недвижимите съоръжения представляват оборудване от типа LTO, което е закупено в контекста на услугите за LTO, услугите за E&П и услугите по JDA и което е било инсталирано и включено в блоковете от типа LTO преди частичното разделяне след сливане. Поради причини, свързани с правния режим на собственост в Белгия, и за да се избегне двойно отчитане, тези специфични части от оборудването от типа LTO не се изплащат директно, а се разглеждат при частичното разделяне след сливане наред със земята и сградите. Освен това Белгия потвърждава, че свързаните парични потоци за тези части от оборудването от типа LTO вече са отразени във финансовия модел при подписване.

(58) Сключено е споразумение между акционерите на Electrabel, белгийското правителство и BE-NUC, с което се урежда корпоративното управление на BE-NUC и правата на всеки от нейните акционери. Съгласно това споразумение съветът на директорите на BE-NUC се състои от четирима директори — двама, назначени по номинация на белгийското правителство, и двама, назначени по номинация на Electrabel. Председателят и главният финансов директор на BE-NUC винаги са директори, назначени от белгийското правителство. Кворумът в съвета на директорите представлява обикновено мнозинство и решенията му се приемат също с обикновено мнозинство. Въведени са разпоредби за конфликт на интереси.

(59) Както е посочено в съображение 55 от решението за откриване на процедурата, разположените извън Европа активи, които Electrabel държи понастоящем, ще бъдат прехвърлени на Engie. Engie, като дружество майка на Electrabel, гарантира, че към момента на приключване на сделката в Electrabel остават активи на стойност най-малко 4 милиарда евро (въз основа на стойността на собствения капитал, изчислена към 30 юни 2023 г.). Освен това след приключването на сделката се прилагат и други защитни мерки, например продължаващото и засилено наблюдение на финансовото състояние на оператора на ядрената централа от страна на комисията за ядрено осигуряване (CPN/CNV) и неограничената и неотменяема гаранция на дружеството майка, предоставена от Engie за определени задължения на оператора на ядрената централа.

(60) Белгия твърди, че JV представлява инвестиция *pari passu*, тъй като двамата акционери влизат в JV при равни условия и с еднакво ниво на риск и ползи като акционери.

3.3.1.2.2. Финансиране от акционерите: Вливане на капитал и акционерни заеми

(61) Ролята на белгийската държава като акционер предполага, *наред с другото*, финансирането на капиталовите разходи (CAPEX) и оперативните разходи (OPEX) на BE-NUC, управлението на акциите и упражняването на правата на акционерите (*напр*. правото на глас), както и подкрепата на двамата директори на BE-NUC, назначени по номинация на белгийската държава (вж. съображение 58).

(62) Вноската в дяловия капитал се състои от:

а) Вливане на капитал: белгийското правителство и Electrabel, като акционери в BE-NUC, ще осигурят собствен капитал на BE-NUC чрез увеличаване на дяловия капитал, за да финансират всички разходи, предвидени в споразумението между акционерите; както и

б) Акционерни заеми: Electrabel и белгийското правителство ще отпуснат на BE-NUC акционерни заеми (съответно „акционерен заем на Electrabel“ и „акционерен заеми на белгийското правителство“) за финансиране на всички разходи, предвидени в споразумението между акционерите.

(63) Белгия обяснява, че условията на акционерния заем на Electrabel и акционерния заем на белгийското правителство са идентични. И двата акционерни заема ще бъдат отпуснати при пазарни условия, при лихвени проценти, които все още не са определени, но съгласно споразуменията за акционерни заеми ще бъдат определени от съвета на директорите на BE-NUC в съответствие със споразумението между акционерите, като ще бъдат обвързани с преобладаващите пазарни лихвени проценти и всяко сравнимо дългово финансиране от трети страни, което може да е налично към съответния момент. Съгласно процедурата, договорена между белгийското правителство и Engie, Engie е изготвило информационен лист, в който се определят условията и на двата акционерни заема. Методиката за определяне на лихвения процент е описана в информационния лист с условията. Белгия твърди, че тази методика е в съответствие с политиките на Engie за трансферно ценообразуване при заемите и с принципа на ОИСР за свиване на данъчната основа и прехвърляне на печалби (BEPS) ([46]), с което се гарантира, че определеният лихвен процент е на ниво, отговарящо на условията на сделка между несвързани страни. Съгласно информационния лист с условията се очаква лихвеният процент да бъде плаващ, определен на равнището на 6-месечния EURIBOR (с долна граница 0 %) плюс очакван марж от приблизително [0—3] %.

(64) Белгия твърди, че въвеждането на акционерен заем в допълнение към вливането на капитал е резултат от финансови съображения и съображения, свързани със сделката. От една страна, чрез отпускането на акционерни заеми се осигурява по-голяма гъвкавост при изготвянето на графиците за усвояване и погасяване. По-специално клаузите за погасяване на заемите могат да бъдат договорени с по-малко регулаторни ограничения, отколкото изплащането на дивиденти или възстановяването на собствен капитал. От друга страна, със заема може да се оптимизира финансовата структура по отношение на облагаемия доход (до 30 % от EBITDA може да се използва за приспадане на лихва).

([46]) BEPS е съкращение от Base Erosion (свиване на облагаемия доход (или данъчната основа) в дадена държава) и Profit Shifting (прехвърляне на печалби към държави, където данъците са много по-ниски или изобщо не съществуват). Принципите BEPS на ОИСР се отнасят до набор от международни насоки за борба с избягването на данъци от страна на многонационални предприятия. С тях се гарантира, че предприятията плащат данъци там, където действително реализират печалби и извършват действителната си стопанска дейност, вместо да пренасочват печалбите си към държави с ниски данъци.

(65) Въз основа на предварителните изчисления във финансовия модел при подписване общата вноска в дяловия капитал (вливане на собствен капитал и акционерни заеми) възлиза на [2 000—2 500] милиона евро ([47]), като 89,807% ще бъдат осигурени от белгийското правителство и Electrabel при равни условия на […] вноски от […] до […] с оглед финансиране, наред с другото, на капиталовите разходи по проекта за LTO (останалите 10,193% се финансират от Luminus). Вноската в дяловия капитал ще бъде изплатена на акционерите на BE-NUC чрез серия от намаления на дяловия капитал и погасяване на акционерните заеми и ще бъде възстановена чрез разпределяне на дивиденти и лихви по акционерните заеми. Все още не е взето решение относно разпределението на вноската в дяловия капитал ([2 000—2 500] милиона евро) между вливане на собствен капитал и акционерни заеми.

(66) Белгия твърди, че задълженията за финансиране от акционерите и акционерният заем могат да се считат за финансиране при равни условия и че акционерният заем ще бъде отпуснат при пазарни условия, така че да не се предоставя избирателно предимство на бенефициерите при финансирането от акционерите.

3.3.1.3. Споразумение за възнаграждение

(67) Сключено е споразумение за възнаграждение (RA) между BE-NUC, Luminus и насрещната страна по RA, която ще бъде автономна служба с независимо счетоводно отчитане в рамките на белгийската държава (BE-WATT). Целта на RA е да се преодолее несигурността на пазарните цени и да се ограничи рискът във връзка с приходите от проекта за LTO за собствениците на блоковете от типа LTO, BE-NUC и Luminus. По този начин BE-NUC и Luminus следва да получават достатъчни приходи от експлоатацията на блоковете от типа LTO, за да гарантират тяхната безопасна и надеждна експлоатация и икономическа жизнеспособност, като същевременно се дава възможност на акционерите да предвидят необходимата съобразена с пазара финансова възвръщаемост.

(68) По-специално Белгия пояснява, че принципите на финансиране на сделката са следните:

а) Изискванията за капиталовите разходи по проекта за LTO се финансират предимно от акционерите на BE-NUC при равни условия (и от Luminus пропорционално на съсобствеността му) чрез собствен капитал или чрез акционерни заеми (вж. раздел 3.3.1.2).

б) Оперативните разходи и разходите за поддръжка по проекта за LTO се финансират предимно от оперативните приходи на LTO, като чрез CfD се осигурява поток от оперативни приходи (доколкото са на разположение блоковете от типа LTO) (вж. раздел 3.3.1.3.2). Цената на упражняване на CfD се оценява на ниво, което дава възможност очакваната вътрешна норма на възвръщаемост (IRR) на паричните потоци от проекта за LTO да достигне целевата стойност от 7 % (номинално и след данъци) в рамките на прага от 6 %—8 % (вж. раздел 3.3.1.3.1).

в) MOCP и заемите за „разходи за периода на изключване“ (или „заеми за SDC“) допълват оперативните приходи на LTO и включват защитни мерки, с които се гарантира, че BE-NUC във всеки един момент разполага с достатъчна ликвидност, за да покрива своите оперативни разходи, както и разходи за поддръжка и за гориво, за да осигури безопасна и надеждна експлоатация на блоковете от типа LTO.

— Заемите за SDC са предназначени за финансиране на разходите преди рестартирането на блоковете от типа LTO и за осигуряване на достатъчно парични средства през тригодишния начален период (до 31 декември 2028 г.), през който все още предстои да се извършат значителни работи и блоковете от типа LTO не могат да работят на пълна мощност.

— MOCP се задейства само в случай на (значително) намалена разполагаемост на блоковете от типа LTO, като по този начин се осигурява дългосрочна финансова стабилност през целия период на удължаване на експлоатационния срок. Механизмът за оборотен капитал (WCF) служи за мост към годишния MOCP през годината.

(69) Механизмите за финансова подкрепа (CfD, заеми за MOCP и SDC) са разяснени по-подробно в раздели 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 и 3.3.1.3.4 по-долу.

([47]) Без ДДС. Данните от финансовия модел при подписване не включват ДДС.

3.3.1.3.1. Норма на възвръщаемост на проекта за LTO

(70) Най-общо казано, (целевата) IRR е минималното ниво на възвръщаемост, което инвеститорите приемат, за да бъдат компенсирани за определено ниво на риск в един инвестиционен проект. Целевата IRR често се нарича „минимален процент на възвращаемост“, което представлява прагът, който трябва да достигне или да надвиши IRR на един проект, преди проектът да бъде осъществен. На теория минималният процент на възвращаемост се равнява на сумата от цената на капитала (*напр*. средната претеглена цена на капитала или WACC) и премия за достигане на минималния процент на възвращаемост. С други думи, това е комбинация от нормите на възвръщаемост при сравними проекти/активи и корекции за привеждането им в съответствие с определен рисков профил, в това число специфични за проекта премии за покриване на допълнителни недиверсифицируеми рискове.

(71) В настоящия случай общите усреднени разходи за производство на енергия (LCOE) съответстват на минималното равнище на средната цена на електроенергията (или цената на упражняване в модела на CfD), което трябва да бъде достигнато за проекта за LTO, за да се постигне неговата целева IRR. Както е посочено в съображение 72 от решението за откриване на процедурата, предварителната цена на упражняване във финансовия модел при подписване, основана на допускането за разходи за модернизиране на блоковете от типа LTO от приблизително [2—2,5] милиарда евро е определена на [80—90] евро за MWh (по стойности от 2022 г.). Белгия твърди, че при разглеждане на възможността за прилагане на (подсиления) механизъм за споделяне на загубите и ползите (MPRA), цената на упражняване, основана на финансовия модел при подписване, може да варира от [80—90] евро за MWh до [80—90] евро за MWh (по стойности от 2022 г.).

(72) Белгия твърди, че целевата IRR представлява консервативна норма на възвръщаемост предвид експозицията на рискове при проекта за LTO въз основа на: i) сравнителен анализ на нормите на възвръщаемост на други инвестиции в ядрена енергия в световен мащаб и други активи в енергийния сектор в Белгия (вж. раздел 3.3.1.3.1.1), ii) оценка на цената на капитала на BE-NUC (както WACC, така и цената на собствения капитал (CoE) въз основа на модела за оценка на капиталови активи (CAPM) (вж. раздел 3.3.1.3.1.2), и iii) симулация на очакваната IRR, коригирана съгласно MPRA, с оглед на актуализираните пазарни обстоятелства, която показва, че очакваната IRR на проекта за LTO е намаляла в сравнение с момента на договаряне на споразумението за изпълнение (вж. раздел 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Сравнителен анализ

(73) Белгия предостави международен сравнителен анализ за целевите норми на възвръщаемост и цената на капитала за дружества, оператори на атомни електроцентрали в различни географски райони, както и за газови електроцентрали, получаващи възнаграждение по силата на белгийския СМ, както и дружества, оператори на други видове инфраструктура за пренос и съхранение на енергия в Белгия. След приемането на решението за откриване на процедурата сравнителният анализ беше прецизиран, по-специално по отношение на допълнително описание на естеството на регулаторните рамки и евентуални допълнителни схеми, влияещи върху разпределението на риска за разглежданите дружества и проекти. В таблица 3 се предоставя общ преглед на публичните прогнозни оценки на целевата норма на възвръщаемост или WACC на сравняваните проекти и дружества.

Таблица 3

Публични прогнозни оценки на WACC за сравняваните проекти/дружества

Разглеждано дружество/проект и собственост	Регулаторна рамка и съответен период	Целева норма на възвръщаемост след данъчно облагане / WACC и година на вземане на решението ([1])	Премия спрямо безрисковия лихвен процент ([2])
Вертикално интегрирани американски дружества за комунални услуги (Georgia Power и Duke Energy), предимно частна собственост	Модел на RAB (3-годишния период 2023—2025 г. за Georgia Power, от 2023 г. за Duke Energy в Южна Каролина, от 2024 г. за Duke Energy в Северна Каролина (в края на годината подлежи на преглед)	6,36 %—7,06 % (2022 г. и 2023 г.)	2,8 %—4,2 %

Разглеждано дружество/проект и собственост	Регулаторна рамка и съответен период	Целева норма на възвръщаемост след данъчно облагане / WACC и година на вземане на решението ([1])	Премия спрямо безрисковия лихвен процент ([2])
Държавно канадско дружество за комунални услуги OPG (портфейл в областта на производството на електрическа енергия, включително, наред с други, атомни и водноелектрически централи)	Модел на RAB (5-годишния период 2022—2026 г.)	5,6 % (2021 г.)	3,5 %—4,3 %
Обновена канадска атомна електроцентрала Bruce A, частна собственост	Двупосочен договор за разлика с цена на упражняване, основана на целевата IRR (25-годишен договор, считано от повторното започване на експлоатация)	10,6 %—13,8 % (2007 г.)	6,0 %—9,7 %
Нова атомна електроцентрала Hinkley Point C (Обединеното кралство), няма държавна собственост от страна на Обединеното кралство	Двупосочен договор за разлика с цена на упражняване, основана на целевата IRR (35-годишен договор, считано от въвеждането в експлоатация)	9,25 %—9,75 % (2014 г.)	5,8 %—7,5 %
Новата унгарска атомна електроцентрала Paks II, чието строителство е 100 % финансирано от държавата	Основано на пазара възнаграждение, държавна подкрепа за 100 % финансиране на капиталовите разходи	7,38 %—8,4 % (2017 г.)	3,9 %—5,2 %
Съществуващи френски ядрени активи на EDF, EDF е 100 % държавна собственост	Частично регулиране на цените (ARENH — в процес на обновяване); предимно изложени на пазара до 2026 г., след това не е известно	7,6 % (2022 г.)	4,9 %—6,2 %
Удължаване на експлоатационния срок на белгийския ядрен реактор Tihange 1, няма държавна собственост от страна на Белгия	Основано на пазара възнаграждение с данък върху извънредната печалба (до 2025 г.)	9,3 % (2013 г.)	5,9 %—6,9 %
Белгийски СМ (газови електроцентрали)	Договор за мощности (до 15 години за новопостроени мощности)	7,6 %—8,6 % (2023 г.) ([3])	5,5 %—6,5 %

Източник: Докладна записка на Compass Lexecon, 29 ноември 2024 г., „SA.106107 BE — Удължаване на експлоатационния срок на два ядрени реактора — Оценка на пропорционалността на помощта: Анализ на разпределението на риска и възвръщаемостта на инвестициите“

([1]) В някои случаи регулаторното решение на съответното дружество/проект се отнася до целевата норма на възвръщаемост (*напр.* за целите на определяне на цената на упражняване на CfD) или до WACC (*напр.* както се разглежда в модела на RAB за определяне на разрешените приходи). За всяко разглеждано дружество/проект е представена или нормата на възвръщаемост, или WACC, разглеждани в съответния регулаторен режим. Годината в скоби се отнася до годината, в която е направена оценката/взето решението относно целевата норма на възвръщаемост/WACC.

([2]) За целите на съпоставимостта на резултатите се съсредоточаваме върху премията спрямо безрисковия лихвен процент, *т.е.* разликата между оценената целева норма на възвръщаемост/WACC след данъчно облагане и актуалния безрисков лихвен процент (премия спрямо безрисковия лихвен процент към момента на оценката/решението на регулатора, свързано с разглеждания актив/дружество).

([3]) WACC след данъчно облагане беше изчислена въз основа на специфичната за технологията действителна WACC преди данъчно облагане (предложена от CREG и Elia и определена от министъра на енергетиката), както е приложена за определяне на тръжните параметри на СМ.

(74) В таблица 4 се предоставя общ преглед на елементите, насочени към справяне с рисковете в сравняваните проекти или дружества.

Таблица 4

Елементи, насочени към справяне с рисковете за сравняваните проекти/дружества

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point C	Бел-гийски СМ	Съще-ствува-щи френски ядрени активи на EDF	Paks II	Блоко-ве от типа LTO	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy в Южна и Северна Каролина
Портфейл / рискове	4 обно-вени ядрени блока	1 обновен ядрен блок	1 нова атомна централа (2 блока)	/	Ядрен парк (57 блока)	1 нова атомна централа (2 блока)	2 обно-вени ядрени блока	Обно-вени ядрени блокове и водно-електри-чески централи	Вертикално инте-грирани, включи-телно мрежи, ядрени и други технологии.
Строи-телство	Корекция на цената на упраж-няване	-	-	-	-	100 % дър-жавно фи-нан-сиране + едно-кратна сума за ИСС	Корек-ция на цената на упраж-няване	RAB	RAB
Пазар	Дву-посочен CfD	-	Дву-посочен CfD	Договор за мощности	ARENH (частично регу-лиране на цените)	-	Дву-посочен CfD	RAB	RAB
Експлоа-тация	Индек-сиране/ корекция на цената на упраж-няване; Прехвър-ляне на разходите за гориво	-	Индек-сиране/ корекция на цената на упраж-няване	-	-	-	Индек-сиране/ корек-ция на цената на упраж-няване + МОСР	RAB	RAB
Финан-сиране	-	-	Кредитна гаранция	Договор за мощности	Държавни	100 % дър-жавно финан-сиране	МОСР/ заем за SDC	RAB	RAB
Политика	-	Правна защита	Правна защита	-	Държавни	100 % дър-жавно финан-сиране	Правна защита	RAB	RAB

Източник: Докладна записка на Compass Lexecon, 29 ноември 2024 г., „SA.106107 BE — Удължаване на експлоатационния срок на два ядрени реактора — Оценка на пропорционалността на помощта: Анализ на разпределението на риска и възвръщаемостта на инвестициите“

(*) Compass Lexecon отбелязват, че не могат да оценят точния рисков профил въз основа на регулаторната уредба за комуналните услуги в САЩ и Канада, тъй като не разполагат с подробна информация.

(75) Според Белгия в този сравнителен анализ се подчертават три елемента:

а) Регулираните дружества и проекти, включени в този сравнителен анализ, не са пряко сравними с BE-NUC, тъй като се различават или по отношение на регулаторната уредба/схемата за финансиране и на произтичащото от това разпределение на риска, и/или защото включват други видове активи (което води до диверсификация и намаляване на рисковете, свързани с ядрената енергия). В сравнителния анализ няма пряко сравнимо дружество, но той включва набор от дружества и проекти със съответните им индивидуални характеристики като географско местоположение, технология на активите, съществуващи/нови активи, пазарна и регулаторна/подкрепяща рамка. Тези сравними дружества и проекти обаче не са подобни на BE-NUC във всяко отношение. Въпреки тези ограничения сравнителният анализ все пак предоставя значима информация за оценка на параметрите на възнаграждението (целева норма на възвръщаемост/WACC), като се имат предвид спецификите на всяко дружество или проект и свързаните с тях рискови профили. Затова представеният сравнителен анализ следва да се разбира като значим по отношение на оценяването и контекстуализирането на основани на пазара разумни диапазони на параметрите на възнаграждението.

б) В сравнителния анализ се подчертава, че премиите спрямо безрисковия лихвен процент намаляват с диверсификацията на портфейла, по-ниската експозиция на риск (към строителни, пазарни, оперативни, финансови и политически рискове) и евентуално според естеството на собственика/оператора, като утвърдените, държавните или финансирани от държавата дружества за комунални услуги потенциално се ползват от по-ниски разходи за финансиране на заеми (вж. таблица 3 и таблица 4).

— В долния сегмент северноамериканските дружества за комунални услуги (OPG, Georgia Power и Duke Energy), които имат диверсифицирани портфейли от активи и подлежат на модел на RAB, с който се осигурява цялостно хеджиране на риска, имат относително ниски премии спрямо безрисковия лихвен процент (около 2,8 %—4,3 %).

— Ядреният проект Paks II и съществуващият ядрен парк на EDF имат по-високи премии (около 3,9 %—6,2 %). Възнаграждението при тях идва поне отчасти от търговците, а разглежданите активи са само ядрени централи. Държавната собственост/финансиране обаче може до известна степен да доведе до намаляване на разходите за финансиране.

— Новите газови електроцентрали в рамките на белгийския СМ имат относително висока рискова премия (5,5 %—6,5 %). Тези новопостроени топлоелектрически централи са изложени на строителни, оперативни и политически рискове, а пазарните рискове обикновено са ограничени благодарение на многогодишни договори за мощности и плащания.

— В горния сегмент единичният ядрен блок Tihange 1 има висока премия (5,9 %—6,9 %), тъй като собствениците са изложени на инвестиционни и оперативни рискове, а пазарните приходи са несигурни и потенциалът за растеж на пазара е ограничен. Hinkley Point C също има относително висока премия (5,8 %—7,5 %), което може да се обясни с естеството на активите (нова единична атомна електроцентрала) и значителните строителни/оперативни рискове, поети от акционерите, въпреки CfD и други защити. По подобен начин рисковата премия за Bruce Power — частно дружество, изцяло посветено на ядрената енергетика, ползващо се от CfD (включително други схеми за споделяне на риска), е сравнително висока (6,0 %—9,7 %). Възнаграждението при тази централа обаче е определено през 2007 г. при различен контекст на финансирането и пазара.

в) Като цяло Белгия посочва, че експозицията на риск на BE-NUC в различните измерения попада между експозицията на риск на активите и комуналните услуги, ползващи се от модел на RAB, и на тези, ползващи се от CFD и/или други видове възнаграждение, ориентирано към пазара. Целевата номинална IRR след данъчно облагане на BE-NUC („IRR“) от 7 % (и нейният праг в диапазона от 6 % до 8 %) водят до премия от 3 %—5 %, като се има предвид средния безрисков лихвен процент от приблизително 3 %. Въз основа на емпиричните доказателства имплицитната премия на IRR на проекта в RA попада в долния сегмент на изискванията на инвеститора за сравняваните проекти/дружества и е близка до оценените премии за активите на диверсифицираните дружества за комунални услуги в рамките на схеми на RAB, които имат по-ограничена експозиция на специфични за ядрената енергия рискове и очаквано по-ниски рискове от загуба на инвестициите и възвръщаемостта.

(76) Поради тази причина Белгия счита, че целевата IRR на проекта от 6 %—8 % попада в рамките на вероятния диапазон на ориентирана към пазара възвръщаемост, която няма да доведе до свръхкомпенсация.

3.3.1.3.1.2. Сравнение на целевата IRR с цената на собствения капитал на BE-NUC

(77) В допълнение към сравнителния анализ, за да потвърди дали целевата IRR от 7 % попада в рамките на вероятния диапазон на съобразена с пазара възвръщаемост, Белгия предостави оценка на цената на собствения капитал, като използва два показателя — WACC и цената на собствения капитал без ливъридж (CoE без ливъридж), като се има предвид, че BE-NUC няма дългово финансиране.

(78) Белгия получи прогнозни оценки за WACC и CoE без ливъридж в диапазона 6,2 %—7,4 % (което се равнява на рискова премия за проекта 3,1 %—4,3 % спрямо безрисковия лихвен процент). Според Белгия това показва и допълнително потвърждава, че целевата IRR от 7 % е пропорционална и не води до свръхкомпенсация. В разделите по-долу се обяснява по-подробно как са оценени диапазоните за WACC и CoE.

3.3.1.3.1.2.1. Оценка на WACC на проекта за LTO

(79) Първият показател за оценка на цената на капитала е WACC, която представлява минималната норма на възвръщаемост, необходима, за да може проектът да се привлече капитал. Тази минимална възвръщаемост представлява възвръщаемостта, която потенциалните инвеститори биха могли да получат, ако решат да инвестират в друг проект с еквивалентни характеристики по отношение на паричния поток, графика и риска. WACC след данъчно облагане се изчислява по формулата по-долу:

WACC = w_E * (безрисковия лихвен процент + β_E * премията за риска от капиталови инструменти) + (1– w_E) * цената на дълга след данъчно облагане

w_E: дял финансиране със собствен капитал

B_E: коефициент „бета“ на собствения капитал с ливъридж, *т.е.* експозицията на дружеството на системни рискове

(80) Следователно WACC е сумата от i) CoE, претеглена пропорционално на пазарната стойност на собствения капитал в рамките на общия капитал (w_E), и ii) цената на дълга (след данъчно облагане), претеглена спрямо дела на пазарната стойност на дълга в общия капитал (1-w_E). CoE се изчислява въз основа на модела за оценка на капиталови активи (CAPM), стандартен модел за измерване на възвръщаемостта, необходима на инвеститора, за да покрие алтернативните разходи на паричната стойност за определен инвестиционен хоризонт (безрисков лихвен процент) и за експозицията на пазарен риск ([48]). Експозицията на пазарен риск се отчита чрез коефициента „бета“ на собствения капитал с ливъридж (β_E). Поради нестабилността на параметрите входните данни за CAPM са изчислени в диапазони.

(81) Що се отнася до изчисляването на коефициента „бета“ на собствения капитал с ливъридж, Белгия твърди, че тъй като JV е ново и частно дружество, притежаващо два съществуващи ядрени блока от типа LTO с очаквано производство за период от 10 години, неговият коефициент „бета“ не може да бъде изчислен въз основа на пазарни данни или данни от минали периоди и следователно трябва да бъде оценен чрез група сравними дружества, регистрирани на борсата. Като се има предвид обаче, че не съществуват сравними дружества за комунални услуги, имащи 100 % експозиция на производство на ядрена енергия, Белгия разгледа извадка от петте европейски дружества за комунални услуги, регистрирани на борсата, с най-висока експозиция на ядрени дейности, *т.е.* сравними проекти с производство в диапазона 15 %—65 %, използващи атомни електроцентрали, в рамките на диверсифициран портфейл (вж. таблица 5).

([48]) Моделът CAPM е широко признат и приет в академичната литература и от практикуващите в сектора като надежден подход за оценка на цената на собствения капитал.

Таблица 5

Стойностите на коефициента „бета“ на активите на сравними дружества за комунални услуги с различна експозиция на ядрени дейности

Дружество	% ядрен микс 2022/23 г.	Стойности на коефициента „бета“ на активите (без ливъридж)
ČEZ Group	[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]
Средна аритметична стойност	-	[0,40—1,00]
Медианна стойност	-	[0,40—1,00]

Източник: Оценка на пропорционалността на помощта: Updated analysis of risk allocation and return on investment [„Оценка за пропорционалността на помощта: Актуализиран анализ на разпределението на риска и възвръщаемостта на инвестициите“], Compass Lexecon, 29 ноември 2024 г.

(82) Белгия обясни, че всяко едно от дружествата за комунални услуги е диверсифицирано публично търгувано дружество със значително влияние върху мрежови активи, регулирани по модел на RAB, и/или поддържани активи за енергия от възобновяеми източници — за разлика от JV, което е частно предприятие със 100 % експозиция на производство на ядрена енергия, подлежащо на RA. Поради тази причина системните рискове, оценени въз основа на тези сравними дружества, вероятно биха представлявали подценяване на системния риск на BE-NUC.

(83) Белгия използва параметрите на таблица 6, за да ги включи във формулата за WACC, и въз основа на тези и други входни данни, наблюдавани през 2023 г., получи теоретична стойност на WACC в диапазона 6,2 %—7,4 %, включително премия от 3,1 %—4,3 % спрямо безрисковия лихвен процент.

Таблица 6

Прогнозната оценка за WACC на BE-NUC и ключови базисни параметри

Параметър	Допускане/подход	Прогнозна оценка (*)
Безрисков лихвен процент	Диапазон на доходността на 10-годишните белгийски държавни облигации (OLO) за 2023 г.	2,5 %—3,6 %
Премия за риск на капиталовия пазар	Експертни оценки за зрели пазари	4,6 %—6,0 %
Коефициент „бета“ (без ливъридж)	Медианна и средна стойност за сравними данни	[0,40—1,00]—[0,40—1,00]
Целеви ливъридж	Медианна и средна стойност за сравними данни	53,0 %—54,4 %
Коефициент „бета“ (с ливъридж)	Формула на Hamada с целеви ливъридж	[0,40—1,00]—[1,00—1,60]
Цена на собствения капитал (с ливъридж)	CAPM	7,4 %—9,3 %
Цена на дълга преди данъчно облагане	Безрисков лихвен процент + корпоративна премия за риска в енергийния сектор	5,3 %—5,5 %
Дял на дълга от общия капитал	Извлечено от целевия ливъридж	34,6 %—35,2 %

Параметър	Допускане/подход	Прогнозна оценка (*)
Данъчна ставка	Ставка на данъка върху доходите на предприятията в Белгия	25 %
WACC преди данъчно облагане	Като се използва цената на собствения капитал с ливъридж и цената на дълга преди данъчно облагане	6,7 %—7,9 %
WACC след данъчно облагане	Като се използва цената на собствения капитал с ливъридж и цената на дълга след данъчно облагане	**6,2 %—7,4 %**

Източник: Оценка на пропорционалността на помощта: Updated analysis of risk allocation and return on investment [„Оценка за пропорционалността на помощта: Актуализиран анализ на разпределението на риска и възвръщаемостта на инвестициите“], Compass Lexecon, 29 ноември 2024 г.

(*) Диапазонът съответства на развитието във времето от началото на 2023 г. до към края на тази година.

3.3.1.3.1.2.2. Оценка на цената на собствения капитал на проекта за LTO

(84) Втората методика се основава на CoE, с която се измерва необходимата възвръщаемост на проекта за акционерите, ако се приеме, че няма дългово финансиране, както е в случая с проекта LTO. Въпреки че при основания на CoE подход също се използва CAPM, при него се разчита на CoE без ливъридж (*т.е.* без капиталов лост) ([49]). CoE без ливъридж се изчислява, както следва:

CoE (без ливъридж) = безрисковия лихвен процент + β_A × премията за риска от капиталови инструменти

β_A: коефициент „бета“ без ливъридж или „коефициент „бета“ на активите“

(85) За прогнозна оценка на всеки параметър от уравнението за CoE е използван следният подход (вж. таблица 7):

а) Безрисковият лихвен процент се изчислява приблизително чрез доходността на 10-годишните белгийски държавни облигации (OLO ([50])), която през 2023 г. се движеше в диапазона 2,5 %—3,6 %. За прогнозната оценка на премията за риск на капиталовия пазар бяха взети предвид различни външни източници, въз основа на които беше приет диапазон от 4,6 %—6 %:

— Damodaran прогнозира: 5,9 % към януари 2023 г. и 4,6 % към януари 2024 г.

— Прогнозите на Kroll са в диапазона 5,5 %—6 % за 2023 г.

б) Прогнозната оценка за коефициента „бета“ на активите (без ливъридж) е основана на същите допускания, както при изчислението на WACC по-горе, което доведе до медианна и средна стойност от [0,40—1,00] и [0,40—1,00] за пет публично търгувани дружества за комунални услуги с експозиция на производство на ядрена енергия (вж. таблица 5).

(86) Включването на горепосочените прогнозни оценки в уравнението за CoE води до оценка за CoE без ливъридж в диапазона 6,2 %—7,5 % (вж. таблица 7), включително премия от 3,1 %—4,3 % спрямо безрисковия лихвен процент, което е в съответствие с резултатите, получени за WACC.

([49]) За разлика от „коефициента „бета“ с ливъридж“, наричан още само „коефициент „бета“, чрез който се сравнява нестабилността на възвръщаемостта на дълга и собствения капитал на дружеството с тази на по-широкия пазар (например дружество с коефициент „бета“ в размер на 1,4 има възвръщаемост, чиято нестабилност е 140 % колкото тази на пазара, с който се сравнява), с „коефициента „бета“ без ливъридж“, наричан още „коефициент „бета“ на активите“, се измерва пазарният риск на дружеството без въздействието на дълга с цел да се изолира рискът, дължащ се единствено на активите на дружеството.
CoE без ливъридж обикновено се използва за оценка на проекти или инвестиции, които се финансират единствено със собствен капитал. Само по себе си сравнението между WACC и цената на капитала без ливъридж дава информация за въздействието на дълга върху цената на капитала на дружеството.

([50]) OLO е акроним на Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie.

Таблица 7

Прогнозни оценки за цената на собствения капитал без ливъридж на BE-NUC и базови параметри (пълен диапазон)

Параметър	Допускане/подход	Прогнозна оценка
Безрисков лихвен процент	Диапазон на доходността на 10-годишните OLO за 2023 г.	2,5 %—3,6 %
Премия за риск на капиталовия пазар	Експертни оценки за зрели пазари	4,6 %—6,0 %
Коефициент „бета“ (без ливъридж)	Медианна и средна стойност за сравними данни	[0,40—1,00]—[0,40—1,00]
Цена на собствения капитал (без ливъридж)	CAPM	6,2 %—7,5 %

Източник: Оценка на пропорционалността на помощта: Updated analysis of risk allocation and return on investment [„Оценка за пропорционалността на помощта: Актуализиран анализ на разпределението на риска и възвръщаемостта на инвестициите“], Compass Lexecon, 29 ноември 2024 г.

(87) Като се вземат предвид оценените по-горе параметри (за възможни диапазони през 2023 г.), Белгия изчислява три реалистични сценария за CoE без ливъридж към момента на споразумението между страните през 2023 г., съответстващи на диапазон от 6,8 %—7,3 % (вж. таблица 8).

Таблица 8

Три сценария за цената на собствения капитал без ливъридж на BE-NUC (намален диапазон)

	Долна граница	Базов сценарий	Горна граница
Безрисков лихвен процент (средна стойност за 2023 г.)	3,11 %		
Премия за риска от капиталови инструменти (средна стойност за 2023 г.)	5,27 % (средна прогноза на Damodaran за 2023 г.)	5,51 % (средна прогноза на Damodaran и Kroll)	5,75 % (средна прогноза на Kroll за 2023 г.)
Коефициент „бета“ без ливъридж (сравнима средна стойност)	[0,40—1,00] (средна аритметична стойност, без Iberdrola)	[0,40—1,00] (медиана от 5 дружества)	[0,40—1,00] (средна аритметична стойност на Fortum и CEZ)
Ливъридж	0 %		
Цена на собствения капитал (без ливъридж)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Източник: SA.106107 — Допълнителна бележка — Допълнителни обяснения относно диапазона на прогнозните оценки за разходите за капитал, Compass Lexecon, 5 декември 2024 г.

3.3.1.3.1.2.3. Ограничения на основаните на CAPM прогнозни оценки на цената на капитала на BE-NUC

(88) Белгия признава ограниченията на основания на CAPM подход за прогнозна оценка на цената на капитала на BE-NUC предвид липсата на пряко сравними публично търгувани дружества, както и спецификите на рисковия профил и подхода за финансиране на проекта ([51]). По-специално Белгия изтъква специфичността на ядрения сектор и ограничената съпоставимост с други групи активи.

([51]) Не винаги е възможно да се изразят всички възможни пазарни рискове в рамките на един параметър, особено за частни инвестиции, при които коефициентът „бета“ може да бъде изчислен единствено въз основа на подобна група активи с ограничена сравнимост.

(89) Освен това Белгия обсъжда различни премии, обикновено изисквани от инвеститорите, за да инвестират на практика в сравними дългосрочни инвестиционни проекти, спрямо прогнозната оценка на WACC, получена чрез прилагане на основания на CAPM подход. Белгия изтъква едно възможно основание за необходимостта от включване на такава премия спрямо прогнозната оценка на WACC във връзка с риска от блокиране на капитала при дългосрочни инвестиционни проекти, които не могат да бъдат диверсифицирани и не се компенсират по CAPM ([52]). Освен това друг аргумент, който беше изтъкнат, за да се обоснове необходимостта от включване на премия, е свързан с недостига на капитал за постигане на целите на енергийната политика в Европа, тъй като съществува значителна конкуренция за инвестиции сред съществуващите проекти, което води до увеличаване на нормата на възвръщаемост, необходима за привличане на капитал. Белгия твърди, че сред дружествата за комунални услуги е обичайна практика да се добавя премия в диапазона 1,5 %—4 %, и предоставя някои примери за това ([53]). Накрая, Белгия твърди също, че предвид естеството на тази инвестиция друго основание за включване на премия за финансиране спрямо прогнозната оценка на WACC е премията за неликвидност ([54]), което е подкрепено както от академични изследвания (сочещи подходящ диапазон от 0,7 %—7,3 %) ([55]), така и от практикуващи в сектора ([56]). Тези премии могат да бъдат добавени към прогнозните оценки на WACC или CoE, получени чрез основания на CAPM подход, както е обяснено в предните раздели, и да послужат за обосноваване на аргумента на Белгия, че целевата IRR е консервативна норма на възвръщаемост предвид експозицията на риск на проекта.

3.3.1.3.1.3. Очаквана IRR, коригирана съгласно MPRA, въз основа на текущите очаквания за пазарните цени

(90) Белгия обяснява, че в резултат на MPRA целевата IRR след корекция с MPRA варира динамично в диапазона 6 % —8 %. Белгия твърди, че дори ако целевата IRR е определена на 7 % преди корекция с MPRA, при настоящите обстоятелства на пазара (с по-ниски очаквани пазарни цени, отколкото към момента на подписване на финансовия модел) може да се очаква по-ниска IRR от тази, която е била прогнозирана към момента на договаряне на RA.

(91) За да демонстрира това, Белгия предостави анализ на развитието на пазарните очаквания за периода 2025—2035 г. след договарянето на RA въз основа на различни източници и въздействието на тези преразгледани прогнози върху очакваната IRR на проекта за LTO (като се прилага MPRA).

(92) На фигура 1 са показани първоначалните ценови криви в края на 2023 г. (*т.е.* към момента на подписване на споразуменията). В различните ценови прогнози пазарните цени започват — при базовия сценарий, показан с непрекъснати линии — от 120 евро за MWh през 2025 г., като намаляват до средна стойност от 87 евро за MWh в периода до 2033 г.

([52]) Според Белгия очакваната възвръщаемост съгласно основания на CAPM анализ на дадения набор от проекти за сравнение няма да компенсира рисковете във връзка с: i) частния характер на инвестицията в JV; ii) рискове, специфични за производството на ядрена енергия; и iii) рисковия профил, определен в RA.

([53]) Вж. *напр.* CEER, 2017 г.: стр. 115—119: „*Премиите спрямо цената на капитала за електроенергийните тръжи варираха между 0,6 % и 3,5 % в зависимост от възрастта на инвестицията (т.е. нова инвестиция) и качеството на доставките*“. Elia, Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2024–2034 [Проучване относно адекватността и гъвкавостта за Белгия (2024—2034 г.)], стр. 382: В проучването относно адекватността и гъвкавостта за Белгия беше изготвен модел на поведението на инвеститорите чрез подход, насочен към избягване на риска, като към WACC се добавя премия за минимален процент на възвращаемост от 3,0 %—8,0 %, за да се компенсират допълнителните рискове. По-специално за ядрените проекти Oxera прогнозира допълнителна премия от 2,0 %—4,0 %, половината от която може да се дължи на цената на собствения капитал за всеки производител „при либерализирани пазари на електроенергия“, а другата половина — на „технологични и строителни рискове“ (Oxera, 2005:4). Engie изисква средна реализирана IRR без ливъридж от [0—5] % спрямо тяхната WACC. Fortum изисква премия от [0—5]—[0—5] % в зависимост от технологията. Целевият спред на Iberdrola спрямо WACC е определен на [0—5] %.

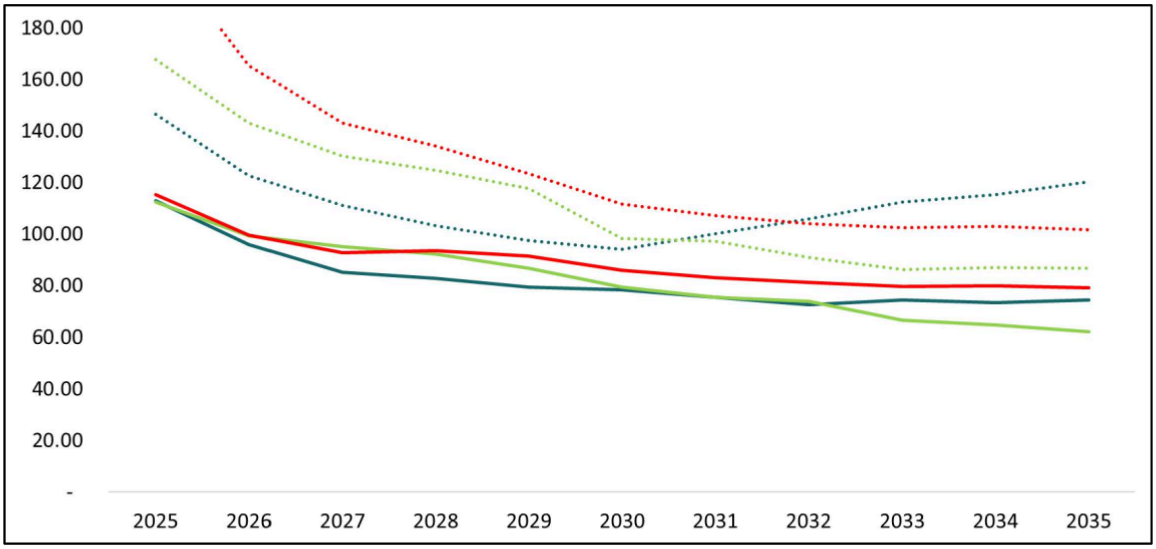
([54]) Възможността за пазарна реализация или ликвидността на даден актив се отнася до степента, в която той може бързо да бъде превърнат в парични средства, без да се налагат големи трансакционни разходи или ценови отстъпки. Според Белгия неликвидността е от значение за инвеститорите, тъй като те изискват по-висока възвръщаемост от по-малко ликвидни активи, отколкото от иначе подобни по-ликвидни активи. С други думи, необходима е по-висока възвръщаемост, за да се компенсират алтернативните разходи от неинвестирането в търгуем актив и поемането на риска от загуба при неликвидната инвестиция.

([55]) Доказателства от академични изследвания показват, че инвеститорите изискват възвръщаемост за нивото на неликвидност на инвестицията. Белгийската държава предостави обширни академични справки по този въпрос, сред които Nair и Radcliffe (1998 г.), Damodaran (2005 г.), Ibbotson (2013 г.), Pemberton (2017 г.), Torchio и Surata (2014 г.), Ilmanen, Chandra и McQuinn (2020 г.), BNP Paribas (2023 г.).

([56]) Белгийските регулаторни органи добавиха премия за неликвидност при определяне на възвръщаемостта за регулираните газови активи. Съвсем наскоро поради неликвидност и липса на регистрация на борсата на оператора на съоръжение за втечнен природен газ (ВПГ) CREG приложи коефициент от 1,2 към безрисковия лихвен процент и рисковата премия за регулаторния период 2020—2023 г.

Фигура 1

Криви на първоначалните базови цени във финансовия модел при подписване (EUR/MWh) (стойности от 2022 г.)



Източник: Оценка на пропорционалността на помощта: Допълнителна бележка — Актуализирани прогнози за пазарните цени и въздействието върху вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) чрез MPRA, Compass Lexecon, 11 декември 2024 г.

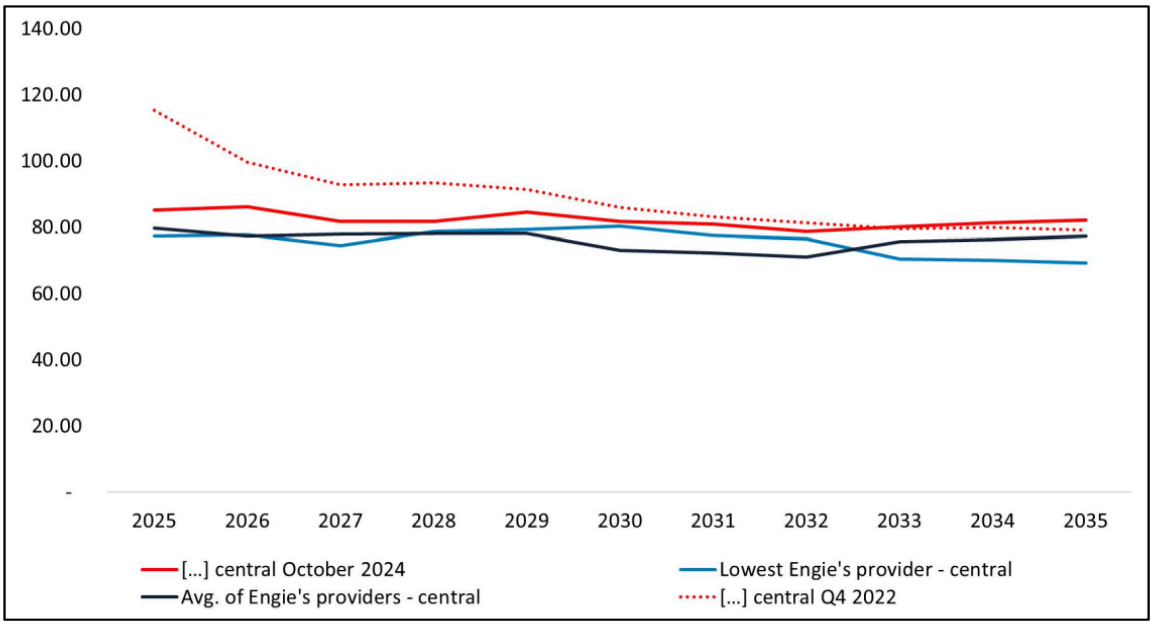
Бележка: Наименованието на всеки доставчик на услуги не може да бъде показано от съображения за поверителност. Непрекъснатите линии представляват прогнозите за цените на различните доставчици при базовия сценарий, а пунктираните линии съответстват на положителния сценарий. Сивата зона [премахната от съображения за поверителност] представлява ценовият коридор за корекции на цената на упражняване с MPRA, т.е. диапазонът на пазарните цени, в рамките на който се коригира цената на упражняване, както първоначално е предвидено в RA, без да се взема предвид актуализацията, посочена в раздел 3.3.1.3.2. Над (под) този диапазон цената на упражняване се коригира до горната (долната) граница.

(93) На фигура 2 е показано, че текущите прогнози за цените на електроенергията при базовия сценарий ([57]), показани с непрекъснати линии, са намалели в сравнение с използваните по време на подписването на финансовия модел. […] ценова прогноза при базовия сценарий през четвъртото тримесечие на 2022 г., използвана, наред с други неща, като референтна крива във финансовия модел при подписване, е представена например с червена пунктирана линия на тази графика. Докато в края на 2022 г. прогнозите бяха за цени от 120 евро за MWh през 2025 г., понастоящем прогнозите са за 85 евро за MWh или дори по-ниски през 2025 г. Пазарните развития от 2022 г. насам доведоха до намаляване на прогнозираните цени на едро на електроенергията през следващото десетилетие, по-специално поради намаляващите прогнози за цените на стоките (газ и CO_2), наред с други фактори. Освен това на фигура 2 е показано, че в настоящите прогнози при базовия сценарий се предвиждат относително равни цени между 2025 г. и 2035 г., вариращи от 69 евро за MWh до 86 евро за MWh.

([57]) Датирани от третото и четвъртото тримесечие на 2022 г. в зависимост от доставчика.

Фигура 2

Криви на базовите цени, актуализирани през есента на 2024 г. (EUR/MWh) (стойности от 2022 г.)



Източник: Оценка на пропорционалността на помощта: Допълнителна бележка — Актуализирани прогнози за пазарните цени и въздействието върху вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) чрез MPRA, Compass Lexecon, 11 декември 2024 г.

Бележка: *Непрекъснатите линии представляват прогнозите за цените при базовия сценарий през есента на 2024 г. За сравнение пунктираната линия съответства на прогнозата за цената на […] през четвъртото тримесечие на 2022 г., използвана във финансовия модел при подписване. Сивата зона* [премахната от съображения за поверителност] *представлява ценовият коридор за корекции на цената на упражняване с MPRA, т.е. диапазонът на пазарните цени, в рамките на който се коригира цената на упражняване, както първоначално е предвидено в споразумението за възнаграждение, без да се взема предвид актуализацията, посочена в раздел 3.3.1.3.2. Над (под) този диапазон цената на упражняване се коригира до горната (долната) граница.*

(94) Въз основа на горепосочените данни Белгия стига до заключението, че очакванията за пазарните цени са намалели.

(95) Белгия твърди, че сивата зона, показана на фигурите по-горе, представлява ценовият коридор (както е предвиден първоначално в RA) за корекции на целевата IRR с MPRA, *т.е.* диапазонът на пазарните цени, в рамките на който се коригира целевата IRR ([58]). По-ниските очаквания за пазарните цени предполагат спад в очакваната IRR, коригирана с MPRA. Съгласно първоначално предвидените параметри на MPRA очакваната IRR на проекта за LTO през третото тримесечие на 2024 г. ще бъде 6,7 % (ако са изпълнени всички допускания от финансовия модел при подписване). С актуализираните параметри на MPRA (вж. раздел 3.3.1.3.2), в резултат на които приходите и IRR на BE-NUC стават по-чувствителни към условията на пазарните цени, очакваната IRR ще намалее до 6,5 % (ако са изпълнени всички допускания от финансовия модел при подписване), като се вземат предвид същите ценови прогнози (вж. таблица 9).

([58]) Цените извън коридора предполагат същата корекция като най-близката външна граница на коридора. Тази корекция е в съответствие с целевата IRR, като горната граница на коридора е определена на 8 %, а долната граница — на 6 %.

Таблица 9

Очаквана IRR (с оригиналната и актуализираната MPRA) спрямо целева IRR (трето тримесечие на 2024 г.)

Целева IRR преди корекция с MPRA	Прогноза	Средна пазарна цена (EUR/MWh) (стойности от 2022 г.)	Предварителна цена на упражняване (EUR/MWh) (стойности от 2022 г.)	Очаквана IRR с оригиналните параметри на MPRA (+/- 30 %)	Очаквана IRR с актуализираните параметри на MPRA (+/- 20 %)
7 %	Средна стойност на доставчи-ците; базов сценарий; Q3 2024	[70—80]	[80—90]	6,7 %	6,5 %

Източник: Оценка на пропорционалността на помощта: Допълнителна бележка — Актуализирани прогнози за пазарните цени и въздействието върху вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) чрез MPRA, Compass Lexecon, 11 декември 2024 г.

3.3.1.3.2. Двупосочен договор за разлика (CfD)

(96) Между белгийската държава и BE-NUC, както и между белгийската държава и Luminus, другия съсобственик на двата ядрени реактора, ще се прилага CfD. Това означава, че предварително определена целева цена („цена на упражняване“), която ще бъде индексирана за целия период на RA, ще бъде гарантирана от белгийската държава за общото измерено производство на електроенергия от блоковете от типа LTO. Ако пазарната референтна цена (MRP) е по-висока от цената на упражняване, положителната разлика, умножена по действително измереното производство, ще бъде изплатена от BE-NUC и Luminus на белгийската държава. Ако MRP е по-ниска, отрицателната разлика, умножена по действително измереното производство, ще бъде изплатена от белгийската държава на BE-NUC и Luminus. Плащанията на тези разлики стават дължими на първата дата на захранване (датата, на която съответният блок от типа LTO захрани електроенергия във високоволтовата мрежа за пръв път след първоначалния му законоустановен краен срок) и ще бъдат извършвани пропорционално на дела на BE-NUC и Luminus от мощността, генерирана от блоковете от типа LTO.

(97) Основните параметри на CfD са:

а) MRP, отнасяща се до спот цената на пазара за ден напред (DAM) в белгийската тръжна зона.

б) Цената на упражняване, определена от BE-NUC въз основа на финансов модел, който ще бъде одобрен от насрещната страна по RA, за да бъдат отразени действителните оперативни, капиталови и финансови разходи на BE-NUC по отношение на удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, считано от 21 юли 2022 г. (изчислена поради тази причина като общите усреднени разходи за производство на енергия (LCOE). Първоначално цената на упражняване ще бъде оразмерена така, че да се постигне средна целева вътрешна норма на възвръщаемост (IRR) от 7 % (номинална стойност след данъчно облагане) (вж. раздел 3.3.1.3.1).

(98) Според Белгия въз основа на независим анализ от Compass Lexecon ([59]) първоначалният избор на DAM като MRP за CfD е подходящ в контекста на проекта за LTO, особено за периода на дейностите по LTO (фазата на рестартиране до 31 декември 2028 г.). Освен това Белгия твърди, че включената в RA гъвкавост дава възможност за алтернативни избори на MRP по време на срока на договора в зависимост от развитието на контекста и нуждите на белгийския пазар, като същевременно се запазва балансът между риск и възвръщаемост на първоначалния модел на CfD. Освен това Белгия обосновава използването на DAM въз основа на следните елементи:

а) DAM е подходяща отправна точка в Белгия, тъй като е прозрачен, стабилен и сравнително ликвиден в сравнение с други пазари в Белгия. Белгия също отбелязва, че DAM не дава възможност за свобода на действие на купувачите относно избора, тъй като обемът се предлага на анонимен търг. Освен това чрез търга на DAM търсенето и предлагането се концентрират в рамките на един период, като по този начин се използва максимално дълбочината на пазара.

([59]) Compass Lexecon, докладна записка от 28 май 2024 г., „*Анализ на пазарната референтна цена и балансиране на разпределението на разходи, както и коментар относно съвета на CREG*“.

б) С избраната MRP в комбинация с някои специфични договорености от CfD, например MPRA и стимули за модулиране, се запазват стимулите за ефикасно функциониране и участие на пазара на електроенергия, като се насърчава производството в периоди на високи пазарни цени и модулирането в периоди на ниски цени, доколкото е възможно.

в) С първоначалния избор на DAM като MRP, заедно с договореностите относно предлагането на пазара, предвидени в BIS (вж. раздел 3.3.1.5), се дава възможност за целесъобразно управление на пазарния риск при BE-NUC поради неговата детайлност и възможността за постигане на съответствие между на MRP и отчетените цени на DAM. В тази връзка цената на DAM е особено подходяща като MRP в началния период на дейностите по LTO, особено в сравнение с дългосрочните продукти. Според Белгия продажбата на DAM води до намаляване на пазарния риск за BE-NUC в сравнение с използването на фючърси, тъй като може да се постигне по-добро съответствие със специфичния модел на разполагаемост през началния период на дейностите по LTO. Използването на фючърси може да породи допълнителни пазарни рискове за BE-NUC поради по-високия риск от непланирани прекъсвания в началния период на дейностите по LTO (*m.e.* ако продадената предварително електроенергия не може да бъде доставена и трябва да бъде изкупена обратно, евентуално на по-висока пазарна цена, *напр.* на DAM).

(99) Отдел „Икономика“ на Федералната публична служба (FPS) възложи изготвянето на проучване на стратегията за управление на пазарния риск на BE-WATT (насрещната страна по CfD). Проучването, което е в ход към момента, има за цел да се предприемат подготвителни стъпки за операционализирането на BE-WATT, по-специално по отношение на задачата на този орган във връзка с управлението на риска. По-конкретно:

а) С проучването ще бъдат определени и анализирани основните пазарни рискове, пред които е изправена BE-WATT в контекста на предстоящите си CfD за ядрена енергия и за вятърна енергия от разположени в морето инсталации, с акцент върху обема и ценовите рискове.

б) С проучването ще бъде определен и анализиран набор от потенциални стратегии за управление на риска при BE-WATT (портфейл от инструменти/продукти за хеджиране, дял, продължителност, график за хеджиране, опции за модел), като се имат предвид по-специално i) тяхната потенциална роля за управлението на пазарните рискове, произтичащи от отворената позиция на BE-WATT поради CfD, и ii) потенциалният им принос за ликвидността на пазара и развитието на пазара. В проучването се разглеждат основно два вида продукти за хеджиране: i) споразумения за закупуване на електроенергия и ii) форуърдни договори, като последните са основно под формата на стандартизирани инструменти, търгувани на организирани места за търговия, обикновено наричани „фючърси“. И в двата случая се разглеждат финансови договори.

в) Стратегиите за хеджиране, основани на фючърсни договори, ще допринесат за ликвидността на белгийския форуърден пазар за различни падежи на договорите (седмици, месеци, години) предвид заложените значителни обеми (няколко GW ядрени мощности и мощности вятърна енергия от разположени в морето инсталации съгласно CfD). Точното въздействие върху ликвидността на форуърдния пазар ще зависи от обема на продадените от BE-WATT договори при различните падежи.

(100) Първоначалният избор на MRP може да бъде преразгледан от белгийското правителство като насрещна страна по RA до три пъти по време на срока на договора, при условие че BE-NUC и Luminus са постигнали съгласие, считано от края на началния период на дейностите по LTO, *напр.* в зависимост от развитието на контекста и нуждите на белгийския пазар, като същевременно се запазва балансът между риск и възвръщаемост на първоначалния модел на CfD.

(101) Цената на упражняване ще се индексира ежегодно в съответствие с претеглено изчисление за индексация и може да бъде преразглеждана в определени моменти:

а) „Предварителна цена на упражняване“: При базовия сценарий Белгия приема, че разходите за модернизиране на блоковете от типа LTO възлизат на приблизително [2—2,5] милиарда евро, което, заедно с други разходи, свързани с проекта за LTO (*напр.* разходи за E&П по време на периода на LTO), води до предварителна цена на упражняване от [80—90] евро за MWh.

б) „Първоначална цена на упражняване“: Действителната стойност на цената на упражняване ще бъде определена от BE-NUC въз основа на финансов модел, одобрен от насрещната страна по RA през 2025 г. преди датата на рестартиране на LTO въз основа на разходите за удължаване на експлоатацията съгласно изискванията за ядрена безопасност (обхватът на тези изисквания се определя от Белгийската агенция за ядрена безопасност), както и въз основа на несвързани с безопасността разходи, като и двата вида разходи се изчисляват въз основа на представени оферти от изпълнители или се оценяват от техническите екипи на оператора на ядрени централи.

в) „Преразгледана цена на упражняване“: Първоначалната цена на упражняване ще бъде преизчислена възможно най-скоро след 31 декември 2028 г. („дата на корекция“), за да бъде отразен действителният срок за рестартиране, прекъсванията на LTO, оперативните, капиталовите и финансовите разходи до тази дата (въз основа на действителните фактури) и преразгледаните прогнози за тези разходи за останалата част от 10-годишния период на удължаване, чрез писмено споразумение между BE-NUC и насрещната страна по RA.

г) „Поводи за повторно отваряне“: По принцип след датата на корекцията цената на упражняване ще бъде фиксирана и няма да бъде преизчислявана освен при специфични поводи за това, т.е. поводи за повторно отваряне.

(102) Цената на упражняване ще бъде изчислена, като се използва информация от подробния финансов модел, който ще бъде изготвен и актуализиран от BE-NUC, в рамките на нотифицираните от Белгия параметри. Финансовият модел (и всички негови актуализации) подлежи на одобрение от страна на насрещната страна по RA. Ако такова одобрение не бъде предоставено, BE-NUC и насрещната страна по RA могат да отнесат въпроса за определянето на финансовия модел към независим експерт в съответствие със специфична процедура за определяне от страна на експерт.

(103) Белгия твърди, че CfD води до намаляване на експозицията на BE-NUC на пазарен риск и до ограничаване на колебанията в пазарните цени.

а) Плащанията от насрещната страна по RA към BE-NUC се извършват, когато MRP е под цената на упражняване, а BE-NUC ще носи отговорност за плащанията към насрещната страна по RA, когато MRP е по-висока от цената на упражняване.

б) С модела на RA се осигурява разумна целева норма на възвръщаемост за проекта за LTO: цената на упражняване е оразмерена така, че да се постигне целева IRR в диапазона 6 %—8 %, което е в съответствие със сравнителните показатели в сектора (вж. таблица 3), както и с прогнозните оценки на WACC (вж. таблица 6) и CoE (вж. таблица 7) на проекта за LTO.

(104) Белгия твърди, че макар CfD да води до намаляване на експозицията на BE-NUC на пазарен риск и до ограничаване на колебанията в пазарните цени, този модел включва механизми за споделяне на риска, с които следва да се гарантира, че BE-NUC продължава да има експозиция на известен пазарен риск и стимули. По-специално RA включва механизъм за споделяне на загубите и ползите (MPRA), когато пазарните цени се окажат по-ниски или по-високи от цената на упражняване.

а) Когато MRP е между цената на упражняване и определен долен праг, целевата възвръщаемост (под формата на по-ниска цена на упражняване) намалява от IRR в размер на 7 % до минимална IRR в размер на 6 %.

б) Когато MRP е между цената на упражняване и определен таван, целевата възвръщаемост (под формата на по-висока цена на упражняване) се увеличава до максимална IRR в размер на 8 %.

(105) Целта на MPRA е да се стимулира BE-NUC да оптимизира структурата на разходите си преди определянето и преразглеждането на цената на упражняване (2025/2029 г.), да увеличава максимално мощността на реакторите, когато се очакват високи цени и когато наближава недостиг в електроенергийната система, и да ограничава извънредната печалба.

(106) MPRA се получава и изчислява, както следва:

а) Първо, цената на упражняване се изчислява чрез целева номинална вътрешна норма на възвръщаемост (IRR) след данъчно облагане от 7 %, хипотетична долна граница на цената на упражняване с целева IRR от 6 % (долен праг) и хипотетична горна граница на цената на упражняване с целева IRR от 8 % (горен праг).

б) След това диапазонът между цената на упражняване и горния (съответно долния) праг се разделя на 20 положителни (съответно отрицателни) стойности („стойности по MPRA“). Тези стойности се използват, за да се коригира цената на упражняване с оглед уреждане на плащанията на разликите съгласно CfD.

в) Корекцията на цената на упражняване зависи от съотношението между MRP и цената на упражняване (коефициентът на MRP):

— ако коефициентът е 1,20 или повече, цената на упражняване по MPRA се повишава до горния праг, като към цената на упражняване се добавят 20-те положителни стойности по MPRA;

— ако коефициентът е 0,80 или по-малко, цената на упражняване се намалява до долния праг;

— между тези прагове коригираната съгласно MPRA цена на упражняване се преизчислява в рамките на посочения диапазон. Например коефициент от 1,19 води до корекция в посока повишение с 19 стойности по MPRA, а коефициент от 1,10 води до корекция с 10 стойности по MPRA.

г) В резултат на това, когато MRP е по-висока от цената на упражняване, коригираната съгласно MPRA цена на упражняване води до по-висока IRR на проекта в размер до 8 % при същите базови допускания.

д) Когато обаче MRP е по-ниска от цената на упражняване, коригираната съгласно MPRA цена на упражняване води до по-ниска IRR на проекта в размер до 6 %.

(107) В първоначалния модел на MPRA („първоначален MPRA“) диапазонът между цената на упражняване и горния (съответно долния) праг беше разделен на 30 положителни (съответно отрицателни) „стойности по MPRA“. „Първоначалният MPRA“ се задейства по-бързо в сравнение с „актуализирания MPRA“, *т.е.* механизмът за споделяне на загубите и ползите съответства на пазарен ценови коридор от +/-20 % вместо +/-30 %.

(108) В резултат на това Белгия твърди, че чрез (актуализирания) MPRA на BE-NUC се предоставят (по-)силни стимули за:

а) оптимизиране на структурата на разходите преди определянето и преразглеждането на цената на упражняване. Преразглеждане на цената на упражняване ще се извършва съответно преди датата на рестартиране на LTO (2025 г.) и след датата на корекция (2028 г.). Белгия твърди, че по-ниските разходи водят до по-ниска цена на упражняване и по-голяма вероятност пазарната цена да бъде по-висока от цената на упражняване, като по този начин се осигурява по-висока IRR (и се намалява сумата, която потенциално трябва да бъде изплатена от белгийската държава като плащане на разлики);

б) планиране на поддръжката през периодите с най-ниски очаквани цени;

в) ограничаване на потенциалните извънредни печалби. Както беше обяснено от Белгия, MPRA е определен в предварително зададен диапазон (коефициент на MRP между 0,80 и 1,20). Всяка MRP, попадаща извън този диапазон, не води до допълнително коригиране на цената на упражняване и следователно се включва изцяло в плащането на разлики. По този начин не може да бъдат реализирани извънредни печалби поради високи пазарни цени.

(109) Освен това Белгия твърди, че в изменения модел на CfD правомощията за вземане на решения относно това кога следва да се вземе решение за икономическо модулиране се прехвърлят на партньора по EMSA (вж. раздел 3.3.1.5). Възнаграждението по EMSA не само ще бъде фиксирано, както е първоначално планирано, но то ще бъде и променливо, като по този начин ще бъдат осигурени стимули за оптимално използване на ограничения брой възможности за модулиране, който е 30 на горивен цикъл (вж. съображение 13). В сравнение с първоначалния модел на CfD, при който решенията за модулиране се вземат въз основа на фиксиран праг за модулиране, при изменения модел на CfD вече не се разчита на фиксиран праг за модулиране, а се предоставят стимули за осъществяване на модулиране в моменти, когато е най-изгодно (*т.е.* когато се очаква цените да бъдат силно отрицателни за достатъчно дълъг период от време). Възнаграждението по EMSA е подробно описано в раздел 3.3.1.5.2.

(110) Накрая, Белгия твърди, че поради причините, посочени в съображение 80 от решението за откриване на процедурата, CfD е целесъобразен и пропорционален инструмент за справяне с установените неефективности на пазара и специфичните за ядрената енергетика рискове, като по този начин се постигат целите на мярката и същевременно се запазват ефикасните пазарни сигнали. Белгия пояснява, че всички постъпления от CfD ще постъпват в общия държавен бюджет, но ще подлежат на отделно счетоводно отчитане. Те ще бъдат използвани предимно за финансиране на плащанията към насрещната страна по CfD. Ако постъпленията от CfD надвишат сумите, необходими за финансиране на разходите по CfD, те могат да бъдат използвани за финансиране на разходите по друг CfD. Белгия поема ангажимент всички останали постъпления от CfD да бъдат разпределени към предприятия. Освен това Белгия се ангажира да информира Комисията, в случай че постъпленията от CfD бъдат разпределени на предприятия, и ако е необходимо, да подаде уведомление за тази мярка. Белгия също потвърждава, че е включила клаузи за неустойка в случай на неправомерно едностранно предсрочно прекратяване на договора за разлика.

3.3.1.3.3. MOCP и WCF

(111) Ако приходите на BE-NUC не са достатъчни, за да покрият разходите, дължими през който и да е месец съгласно споразумението за E&П, както и всички други капиталови разходи за експлоатация, гориво и поддръжка, необходими за експлоатацията на блоковете от типа LTO, насрещната страна по RA трябва да заплати недостига на BE-NUC, за да осигури достатъчен паричен поток за покриване на тези разходи, с цел да се гарантира дългосрочната икономическа жизнеспособност на JV ([60]).

([60]) В тази връзка BE-NUC ще представя годишен отчет за изравняване на салдата по сметки. Ако сумата в този отчет е по-малка от общите минимални оперативни разходи, тогава насрещната страна по RA ще изплати на BE-NUC сума, равна на абсолютната стойност на съответния недостиг. Еквивалентно плащане ще бъде направено към Luminus.

(112) МОСР се състои от два компонента: Минималните оперативни разходи: i) плащане на недостига на приходи, за да се осигури достатъчен паричен поток с оглед покриване на разходите, необходими за функционирането на блоковете от типа LTO, и гарантиране на дългосрочната икономическа жизнеспособност на JV и ii) 50% защита на разходите за инвестирания капитал във връзка с амортизираните капиталови разходи за удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO (на всеки три години).

(113) Белгия твърди, че всяко отделно събитие, което би намалило разполагаемостта на блоковете от типа LTO за значителен период от годината, и/или повтарящи се прекъсвания в продължение на няколко години може да доведат до значителни загуби за BE-NUC.

(114) Белгия поиска от Electrabel да оцени риска от сериозни неочаквани събития през целия експлоатационен срок на блоковете от типа LTO въз основа на данни от минали периоди. Electrabel твърди, че има голяма вероятност от едно значително непланирано събитие ([61]) за 10-годишния период на удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO. За да докаже това, Electrabel установи случаи на неразполагаемост от минали периоди за всеки от седемте ядрени реактора през 11-годишния период между 2012 г. и 2022 г. (вж. таблица 10). Electrabel твърди, че с този исторически ориентиран подход се предоставя полезна информация поради следните причини:

а) Не съществува единно определение/методика за оценка или изчисляване на вероятността от непланирани събития, водещи до неразполагаемост, нито за оценка на продължителността на периода на неразполагаемост, свързан с такива събития;

б) Хомогенни данни са налични само за периода 2012—2022 г.; при белгийския ядрен парк обаче от началото на експлоатацията му винаги е имало значителни събития, водещи до неразполагаемост/периоди на неразполагаемост;

в) Белгийското законодателство постановява, че оценката на безопасността трябва да се извършва на всеки десет години, считано от момента, в който атомната централа получи разрешение за работа на пълна мощност. Тази оценка е известна като „периодичен преглед на безопасността“ (PSR) или „десетгодишен преглед“ ([62]). Последните PSR на Tihange 3 и Doel 4 са проведени през 2015 г. по време на разглеждания период (2012—2022 г.) за целите на анализа на риска. Тъй като 11-годишният период от 2012 г. до 2022 г., през който е проведен PSR за всеки реактор, съответства приблизително на продължителността на удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, той се счита за подходящ като отправна точка за сравнение.

Таблица 10

Неочаквани събития, водещи до неразполагаемост при седемте белгийски ядрени блока (2012—2022 г.)

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
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] %

Източник: SA.106107 — Техническа среща с Европейската комисия, „Необходимост, целесъобразност и пропорционалност на заема за SDC и МОСР“, 8 октомври 2024 г.

([61]) „Събитие, водещо до значителна непланирана неразполагаемост“ е определено като всяко непланирано събитие, водещо до повече от 30 % неразполагаемост на централата годишно, което се равнява на 3,6 месеца.

([62]) Подробна информация за цялостния периодичен преглед на безопасността, който се провежда на всеки 10 години, е достъпна на уебсайта на FANC/AFCN: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Данните в таблица 10 показват, че през периода 2012—2022 г. във всичките седем ядрени блока е имало събития, водещи до значителна непланирана неразполагаемост, извън контрола на оператора на ядрената централа, което е довело до средна неразполагаемост от 59 % на блок (в допълнение към планираните прекъсвания), което съответства на средна неразполагаемост от 7 месеца на събитие. За седемте белгийски ядрени блока през периода 2012—2022 г. е имало общо 11 събития, водещи до значителна непланирана неразполагаемост. Причините за събитията, водещи до неочаквана неразполагаемост, включват водородни люспи в корпуса на реактора, разграждане на бетона (налагащо важни ремонти), повреди на оборудването, течове и саботаж. Поради тази причина Белгия твърди, че е имало средно около 1,6 (11/7) събития, водещи до значителна непланирана неразполагаемост, на реактор на десетилетие.

(116) Белгия твърди, че когато има няколко ядрени блока (или ядрен парк) в експлоатация, загубата на данъчни приходи по време на период на повреда на един или повече блокове може да бъде частично компенсирана от приходите, генерирани от другите блокове. В случая с проекта за LTO обаче се очаква тези системни рискове (от събития, водещи до неразполагаемост, които засягат повечето от блоковете едновременно) да се засилят, тъй като след 2025 г. ядреният парк на Белгия се свива и става по-малко диверсифициран, като освен това и двата блока от типа LTO ползват една и съща технология. Следователно не се счита за малко вероятно да има сериозно събитие, засягащо и двата блока от типа LTO през значителна част от годината.

(117) Вероятността от 59 % неразполагаемост на блоковете, която е еквивалентна на приблизително 7 месеца, съответства на средната продължителност на едно събитие, водещо до значителна непланирана неразполагаемост. Въз основа на собствения си опит с експлоатацията на блокове от типа LTO в Белгия Electrabel счита, че тази оценка на продължителността е реалистична, тъй като събитията, водещи до значителна неразполагаемост, изискват сериозни инженерни дейности, набавяне на резервни части, анализ на въздействието върху безопасността и продължителни дискусии с органа за ядрена безопасност, преди ядрените реактори да могат да бъдат стартирани отново.

(118) Освен това Белгия обяснява, че редовните PSR, основани на насоките SSG-25 на МААЕ ([63]), които се провеждат на всеки 10 години от началото на експлоатацията, са довели до значителни подобрения в дизайна и инвестиции за справяне с остаряването на ядрените блокове и са спомогнали за поддържане на безопасността и надеждността им. Въпреки тези периодични прегледи операторът на ядрената централа не може да изключи възможността за възникване на нови проблеми, водещи до периоди на значителна неразполагаемост на ядрените блокове.

(119) За да оцени въздействието върху BE-NUC от настъпването на събитие, водещо до значителна непланирана неразполагаемост, по време на периода на удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO и ефекта от MOCP, Белгия разгледа реалистични сценарии за сериозни събития, водещи до неразполагаемост (вж. таблица 11), въз основа на данни от таблица 10. Както и при други оценки, за илюстративните изчисления Белгия се позова на финансовия модел при подписване от 13 декември 2023 г.

а) При сценарий 1 се прогнозира средна неразполагаемост от 59 %, в допълнение към планираните прекъсвания, отделно за Doel 4 и Tihange 3 през различните години (2030 г. и 2033 г.). В този сценарий няма да се задейства MOCP. Проектът за LTO все още ще генерира годишен излишък от приходи (надхвърлящи разходите) от [0—200] милиона евро за Doel 4 и [0—200] милиона евро за Tihange 3, но IRR на проекта няма да надвишава [0—5] %.

б) Сценарий 2 се отнася до ситуация, при която има едновременна неразполагаемост и на двата блока от типа LTO за цяла година през периода 2029—2035 г. (*т.е.* периода на пълно производство след дейностите по LTO). В този случай се задейства MOCP и това възлиза на плащания към BE-NUC в размер от [700—1 000] до [1 000—1 300] милиона евро годишно, в зависимост от годината на неразполагаемост. Белгия предостави два конкретни примера (повече или по-малко отрицателен сценарий), за да симулира въздействието върху проекта за LTO:

— През 2029 г. (при по-отрицателния сценарий) проектът за LTO ще генерира отрицателна нетна настояща стойност (ННС) от [0—200] милиона евро, което ще доведе до IRR от [0—5] %.

— През 2034 г. (при по-малко отрицателния сценарий) въздействието на едно събитие, водещо до значителна непланирана неразполагаемост, върху акционерите на JV и върху BE-NUC ще бъде относително по-ограничено, тъй като проектът за LTO ще е достигнал края на 10-годишния период. Проектът за LTO ще генерира отрицателна ННС от [0—200] милиона евро, което ще доведе до IRR в размер на [5—10] %.

([63]) Стандарти за безопасност на МААЕ, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants [„Периодичен преглед на безопасността на атомните електроцентрали“]*, STI/PUB/1588.

в) Сценарий 3 се отнася до ситуация, при която има едновременна неразполагаемост и на двата блока от типа LTO за цяла година по време на фазата на рестартиране, т.е. периода 2026—2028 г., характеризиращ се с ограничено производство по време на дейностите, свързани с LTO. През този период е планирано блоковете от типа LTO да работят на по-малко от 50 % от мощността си и е по-вероятно (отколкото по време на фазата на експлоатация) всяка по-нататъшна непланирана неразполагаемост да доведе до неразполагаемост на блоковете от типа LTO за цялата година, като всички загуби ще бъдат покрити на първо място от заема за SDC. В този случай се задейства MOCP, но не се очаква нито BE-NUC, нито Luminus да генерират печалби по време на фазата на рестартиране; няма да има допълнително въздействие от непланирани събития върху рентабилността.

Таблица 11

Илюстративно въздействие на три реалистични сценария за събития, водещи до значителна непланирана неразполагаемост, върху BE-NUC и насрещната страна по RA въз основа на финансовия модел при подписването

	Въздействие върху BE-NUC		Въздействие на MOCP върху насрещната страна по RA
	Резултати от дейността на LTO	IRR	
Сценарий 1 59 % неразполагаемост на T3 през 2030 г. и на D4 през 2033 г.	2030 г.: Приходи, надхвърлящи разходите, в размер на [0—200] милиона евро 2033 г.: Приходи, надхвърлящи разходите, в размер на [0—200] милиона евро (ННС от минус [100—300] милиона евро)	[0—5] %	Не се задейства
Сценарий 2 Разпространение на затрудненията, засягащо и двата блока едновременно в продължение на цяла година по време на фазата на експлоатация	**2029 г.**		
	Без реализирани пазарни приходи през 2029 г. (ННС от минус [0—200] милиона евро)	[0—5] %	Задейства се: [700 —1 000] млн. евро Без MOCP: несъстоятелност на BE-NUC
	2034 г.		
	Без реализирани пазарни приходи през 2034 г. (ННС от минус [0—200] милиона евро)	[5—10] %	Задейства се: [1 000— 1 300] млн. евро Без MOCP: несъстоятелност на BE-NUC
Сценарий 3 Разпространение на затрудненията, засягащо и двата блока едновременно в продължение на цяла година (2028 г.) по време на началния период	Реализирани пазарни приходи през 2028 г. (ННС от 0 милиона евро)	[5—10] %	Задейства се: [600—800] млн. евро Без MOCP: несъстоятелност на BE-NUC

Източник: SA.106107 — Техническа среща с Европейската комисия, „Необходимост, целесъобразност и пропорционалност на заема за SDC и MOCP“, 8 октомври 2024 г.; SA.106107 — Отговор на Белгия на искането за информация от 1 октомври 2024 г., 1 ноември 2024 г. (актуализирана версия)

(120) Белгия твърди, че горният анализ показва, че целта на MOCP е да се покрият последиците от потенциални сериозни събития, застрашаващи икономическата жизнеспособност на JV, докато JV е оставено да понесе много рискове, свързани с евентуална неразполагаемост: в сценарий 1 MOCP не се задейства, ако се случи средно голямо събитие, и не се предоставят гаранции за възвръщаемостта на акционерите, които продължават да носят риска от невъзможност за възстановяване на инвестициите си.

(121) В някои сценарии МОСР може потенциално да доведе до относително значителни разходи за белгийската държава, тъй като ще се задейства за справяне с водещи до неразполагаемост събития с голямо въздействие, както е показано по-горе. За да разсее тези опасения, Белгия въведе таван на плащанията по МОСР. В съответствие с този таван насрещната страна по RA (белгийската държава) ще упражни правото си на прекратяване съгласно RA ([64]), в случай че МОСР достигне изплатена сума от 2 милиарда евро („праг на задействане на МОСР“), при условие че това изглежда целесъобразно с оглед на, наред с други фактори,

— причините за достигането на прага на задействане на МОСР;

— потенциалното въздействие от това в краткосрочен и дългосрочен план;

— приложимата прогноза във връзка с плащанията по МОСР в съответствие с RA (ако не се стигне до прекратяване);

— (очакваната) сума на дължимите плащания при прекратяване; както и

— последиците за сигурността на доставките.

(122) Белгия твърди, че има обстоятелства, при които прекратяването не би било целесъобразно:

— когато, в зависимост от това кое право на прекратяване би било приложимо, съответното плащане при прекратяване (ако има такова) надвишава очакваните бъдещи плащания по МОСР;

— когато тежестта и разходите за заместващи мощности, включително тези за белгийската държава, надвишават очакваните плащания по МОСР; както и

— когато няма налични заместващи мощности.

(123) В случай че насрещната страна по RA реши да не упражни правото(ата) си на прекратяване, Белгия ще представи доводите си на Комисията за целите на провеждане на оценка.

(124) Размерът на прага на задействане на МОСР съответства на горната граница на плащанията по МОСР в сценарий, при който има едновременна неразполагаемост и на двата блока от типа LTO в продължение на две последователни години. На практика очакваните плащания по МОСР в резултат на двугодишни затваряния ще зависят от годината, в която се случват въпросните затваряния. Белгия предостави изчисления за годишните плащания по МОСР за всяка година, както и за общите суми за две последователни години (вж. таблица 12) въз основа на предварителни прогнози от финансовия модел при подписване от 13 декември 2023 г.

Таблица 12

Симулация на плащанията по МОСР

Период на 100 % неразполагаемост	Разходи за МОСР година 1 (млн. евро)	Разходи за МОСР година 2 (млн. евро)	Общи разходи за МОСР (млн. евро)
2026—2027 г.	[600—800]	[600—800]	[1 100—1 300]
2027—2028 г.	[600—800]	[600—800]	[1 200—1 400]
2028—2029 г.	[600—800]	[800—1 000]	[1 400—1 600]
2029—2030 г.	[800—1 000]	[800—1 000]	[1 600—1 800]
2030—2031	[800—1 000]	[1 000—1 100]	[1 800—2 000]
2031—2032	[900—1 100]	[800—1 000]	[1 800—2 000]
2032—2033 г.	[800—1 000]	[800—1 000]	[1 800—2 000]
2033—2034 г.	[800—1 000]	[1 000—1 200]	[1 900—2 100]
2034—2035 г.	[1 000—1 200]	[600—800]	[1 700—1 900]

Източник: Белгийските органи

([64]) Белгия предостави подробен преглед на правата за прекратяване съгласно RA и заяви, че освен правата за прекратяване RA включва и „протокол за единичен блок от типа LTO“, в който е отразен режимът на правата за прекратяване, включващ много начини за прекратяване, но който се прилага единствено с цел премахване на един блок от типа LTO от обхвата на RA преди датата на рестартиране на LTO.

(125) За да оцени двугодишния референтен период, използван за изчисляване на предложения таван от 2 милиарда евро за МОСР, Белгия предоставя някои примери за ядрени реактори, които са били окончателно спрени по технически причини в Съединените щати (тъй като това досега не се е случвало в Европа) ([65]). Според Белгия тези примери показват, че двугодишният референтен период е в съответствие с реалния опит от сектора, тъй като период от две години след откриването на даден проблем, налагащ спирането на двата блока от типа LTO, обикновено може да се счита за реалистична граница, след която да се постави под въпрос продължаването на ремонта или да се обмисли възможността за окончателно изключване.

(126) За да работи добре МОСР, BE-NUC ще осигури — или от своите акционери, или от външна страна — механизъм за оборотен капитал (WCF) най-късно на първата дата на рестартиране на LTO. WCF служи за финансиране на нуждата от оборотен капитал, произтичаща от дейността на блоковете от типа LTO. BE-NUC ще има право да тегли средства от WCF, ако разликата между входящите и изходящите парични потоци е по-малка от прогнозните оперативни разходи за предстоящия период за изразходване на средствата, посочен в RA. Размерът на WCF е най-малко равен на средните общи прогнозни оперативни разходи за период от три месеца. Всъщност WCF служи като вътрешногодишен мост към годишния размер на МОСР, изпълняващ ролята на револвиращ кредитен инструмент, който, в случай че бъде усвоен, ще се изплаща ежегодно чрез МОСР, осигурен от Белгия.

(127) Условията на WCF, който ще бъде осигурен при пазарни условия най-късно на първата дата на рестартиране на LTO, все още не са известни. Белгия обаче допълнително поясни, че лихвеният процент на WCF ще бъде определен по същата методика като договорената при акционерните заеми (вж. съображение 63).

3.3.1.3.4. Заеми за SDC

(128) В допълнение към МОСР, чрез който се осигурява финансова стабилност през целия 10-годишен период на удължаване на експлоатационния срок, през първите три години от проекта за LTO (фазата на рестартиране) белгийското правителство ще отпусне заеми на BE-NUC и Luminus при еднакви условия. Размерът на заемите ще бъде определен според пропорционалния им дял в блоковете от типа LTO и следователно съответния им дял в разходите за изключване и оперативните разходи, считано от 1 юли 2025 г. Както бе посочено от Белгия, заемите за SDC се предоставят с цел да се осигури ликвидност до 2028 г., тъй като оперативните разходи не могат да бъдат финансирани чрез парични потоци поради дейностите по LTO.

(129) Заемите за SDC, които се предоставят с ограничен лихвен процент и се изплащат съгласно определен график за погасяване, включват два различни инструмента (*т.е.* по един за всеки блок от типа LTO), като всеки инструмент има два транша:

а) транш, свързан с разходите за изключване на съответния блок, направени от BE-NUC и Luminus от законоустановената дата на изключване до датата на рестартиране на съответния блок: с този транш ще се финансират и покрият разходите, необходими за поддържане на блоковете от типа LTO до датата на рестартиране. В случай че разходите за периода на изключване са по-големи от очакваните, насрещната страна по RA трябва да гарантира, че размерът на транша ще бъде променен;

б) транш, свързан с покриването на оперативните разходи и част от капиталовите разходи, направени във връзка със съответния блок до датата на корекция, т.е. 31 декември 2028 г.: този транш се използва за покриване на евентуален недостиг на оперативни парични потоци, възникнал преди 31 декември 2028 г. Всички допълнителни загуби, причинени от непланирани прекъсвания, обаче ще бъдат покрити чрез МОСР.

(130) Условията на заемите за SDC са посочени в съображение 96 от решението за откриване на процедурата и не са били изменяни. Заемите за SDC се изплащат с лихва до 6 % и при равни условия с възвръщаемостта на акционерите. Що се отнася до методиката, използвана за определяне на лихвения процент, Белгия обяснява, че тя е резултат от преговори между страните по RA и че максималният процент от 6 % съответства на долната граница на целевия диапазон на IRR от 6 % до 8 % (като се има предвид MPRA).

([65]) Например Crystal River 3 беше окончателно изключен през 2013 г., три години и половина след откриването на сериозен проблем. San Onofre 2 и 3 също бяха изключени през 2013 г., една година и половина след откриването на сериозен проблем.

(131) Както е посочено в съображение 97 от решението за откриване на процедурата, очаква се заемите за SDC да бъдат усвоени в общ размер от [500—700] милиона евро на […] вноски от […] до […], изплатени на три вноски от […] до […], включително капитализирани лихви. През 2025 г., преди датата на рестартиране на LTO, тези изчисления и суми ще бъдат актуализирани във финансовия модел, одобрен от насрещната страна по RA, като се вземат предвид разходите за удължаване на експлоатационния срок съгласно изискванията за ядрена безопасност, определени от Белгийската агенция за ядрена безопасност, които са оценени въз основа на представените оферти от изпълнители.

(132) Белгия твърди, че заемите за SDC не водят до непропорционални ползи за акционерите: рисковете от нереализиране на очакваната възвръщаемост се споделят пропорционално между акционерите на JV и насрещната страна по RA, тъй като при по-ниски печалби както IRR на проекта за LTO, така и заемите за SDC ще намалеят. Всъщност заемите за SDC няма да бъдат изплатени (изобщо) само ако проектът за LTO не генерира достатъчно печалби, за да бъде изплатена каквато и да е възвръщаемост на инвестициите на акционерите ([66]). Следователно Белгия твърди, че заемите за SDC не носят допълнителни рискове за доставчика по RA освен рисковете, свързани с резултатите и рентабилността на проекта за LTO, тъй като инструментът не се използва за финансиране на капиталови разходи (само амортизираните капиталови разходи за удължаване на експлоатационния срок на LTO по време на фазата на рестартиране).

3.3.1.4. Споразумение за експлоатация и поддръжка (E&П)

(133) Съгласно споразумението за E&П Electrabel ще изпълнява за BE-NUC:

а) „услуги за LTO“: от датата на приключване на сделката — строителните работи и услугите, необходими за удължаване на експлоатационния срок на всеки блок от типа LTO с 10 години; както и

б) „услуги за E&П“: от края на първоначалния законоустановен експлоатационен срок на всеки блок от типа LTO — услугите за експлоатация и поддръжка на блоковете от типа LTO, общите системи и общите активи, доколкото се използват във връзка с блоковете от типа LTO (включително услуги за манипулиране на отпадъци).

(134) Някои услуги са изрично изключени от споразумението за E&П, включително услуги, работи или дейности, свързани с извеждането от експлоатация и демонтирането на блоковете от типа LTO, за които продължава да отговаря Electrabel (вж. раздел 3.3.2.4).

(135) Съгласно член 12.1 от споразумението за E&П и с определени корекции и изключения BE-NUC ще заплати на Electrabel 89,807 % (като се има предвид участието на Luminus в блоковете от типа LTO в размер на 10,193 %) от всички разходи, направени при предоставянето на услугите за LTO и услугите за E&П, плюс съответния марж, както следва:

— [0—5] % за разходи за застраховки и данъци;

— [0—5] % за стоки и услуги, доставени от членове на групата Engie; както и

— [10—20] % за всички останали разходи.

(136) Белгия твърди, че нивата на маржовете са съобразени с тези, прилагани съгласно споразумението за партньорство за LTO с Luminus (което само по себе си обхваща широк спектър от услуги, включително, но не само, E&П). Първоначалното споразумение, обхващащо подобни услуги към трета страна, а именно Luminus, сключено на 26 юни 2003 г. и потвърдено отново на 13 декември 2023 г., представлява подходяща препратка в подкрепа на позицията, че в споразумението за E&П са отразени разходите за ядрени операции при условия на сделка между несвързани страни. Освен това Белгия твърди, че финансовите рискове, поети от Electrabel, са по-големи, отколкото тези по споразумението за партньорство с Luminus, тъй като съгласно споразумението за E&П маржът на Electrabel ще бъде намален в случай на (неоправдано) превишаване на разходите (*т.е.* разходи, които не са включени в бюджета, предложен от Electrabel и потвърден от страните) и в случай на неразполагаемост на централата над определен целеви период.

(137) Освен това Белгия твърди, че споразумението за E&П включва определени контролни механизми за разходи, включително правата на BE-NUC да одитира изчисленията на Electrabel за таксите и изпълнението на услугите и да поиска сравнителен преглед на цените, начислявани от Electrabel за технически свързани услуги.

([66]) Такъв е случаят само ако е имало няколко години на значителна неразполагаемост, *напр.* по-малко от 60 % за всяка година от 2029 г. до 2035 г.

(138) Накрая, като (единствен) оператор на блоковете от типа LTO и доставчик на услуги към BE-NUC съгласно споразумението за E&П, Electrabel ще има стимули за постигане на технически и икономически показатели на блоковете от типа LTO. По-специално съгласно споразумението за E&П:

а) Electrabel ще носи отговорност за плащане на предварително уговорено обезщетение при неизпълнение, ако разполагаемостта на блоковете от типа LTO през договорната година е по-малка от [90—100] % (с изключение на прекъсвания на LTO, нормални прекъсвания и оправдани случаи на прекъсване). Вследствие на плащането на тези предварително уговорени обезщетения при неизпълнение маржът, получен от Electrabel за тази договорна година, намалява плавно от [10—20] % до [0—5] %;

б) В случай на превишаване на разходите, Electrabel няма право да получи какъвто и да е съответен марж по отношение на и до размера на превишаване на разходите, различно от всяко оправдано превишаване на разходите; както и

в) В случай на превишаване на разходите единствено по време на фазата на рестартиране ще се прилагат неустойки върху маржа на Electrabel (до [50—60] % от маржа за услугите за E&П и до [70—80] % от маржа за услугите за LTO).

(139) Вследствие на това Белгия стига до заключението, че споразумението за E&П е ограничено до покриване на направените разходи и че финансовите условия на споразумението за E&П се очаква да отразяват пазарните условия.

3.3.1.5. Споразумение за услуги за енергийно управление (EMSA)

(140) Въпреки че BE-NUC ще бъде техническият собственик на 89,807 % от електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO (останалите 10,193 % са собственост на Luminus), то прехвърля собствеността върху тази електроенергия на енергийния управител, който ще я продава ([67]). За тази цел BE-NUC ще сключи EMSA с партньор, който ще купува електроенергията от BE-NUC и впоследствие ще я продава.

(141) В EMSA ще бъдат заложени основните условия и разпределението на риска и следователно в тази връзка подробно ще бъдат определени BIS и ролята на управителя по продажбите на електроенергия („партньор по EMSA“) в рамките на определените параметри. Партньорът по EMSA, назначен съгласно споразумението, ще бъде купувач и собственик на дела на BE-NUC от произведената от блоковете от типа LTO електроенергия и е обвързан с предварително определена BIS. BIS може да бъде преразглеждана и изменяна периодично, като се следва процедура, която е подробно описана в RA. Белгийското правителство (BE-WATT), в качеството си на насрещна страна по RA, може да наложи BIS, стига да бъдат спазени посочените в RA условия за BIS. Партньорът по EMSA има консултативна роля по този въпрос.

(142) За да може произведената електроенергия да бъде предлагана на пазара на електроенергия на едро по конкурентен и прозрачен начин, Electrabel и белгийската държава имат договорка да проведат публичен търг за тези услуги, като гарантират прозрачност и ниво на конкуренция (вж. раздел 3.3.1.5.1). За тази тръжна процедура се прилагат законът за възлагане на обществени поръчки и всички свързани с него необходими защитни мерки.

3.3.1.5.1. Тръжна процедура

(143) Белгия твърди, че тръжната процедура се провежда доброволно в съответствие с белгийския закон за възлагане на обществени поръчки от 17 юни 2016 г. и кралския указ за възлагането на обществени поръчки за сектора на комуналните услуги от 18 юни 2017 г. ([68])

([67]) Luminus е собственик на своя дял (10,193 %) от електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO. Luminus самостоятелно управлява продажбата на тази електроенергия и не е обвързано с EMSA, което е насочено към продажбата на дела от производството на блоковете от типа LTO на BE-NUC.

([68]) Loi relative aux marches publics. Достъпно на: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. Със закона за възлагането на обществени поръчки от 17 юни 2016 г. се транспонира Директива 2014/25/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 26 февруари 2014 г. относно възлагането на поръчки от възложители, извършващи дейност в секторите на водоснабдяването, енергетиката, транспорта и пощенските услуги и за отмяна на Директива 2004/17/ЕО.

(144) Договорът за EMSA ще бъде възложен чрез процедура на договаряне с предварително обявяване на конкурентно възлагане на поръчка ([69]), което е стандартна процедура в сектора на комуналните услуги. Поканата за участие в търга е публикувана на съответните белгийски ([70]) и европейски платформи ([71]), което дава възможност на всички потенциални кандидати да участват в тръжната процедура.

(145) Предвид важността на предлаганата услуга и чувствителността ѝ от гледна точка на конкуренцията Белгия въведе допълнителни разпоредби и защитни мерки, за да гарантира, че целите на EMSA ще бъдат постигнати и че очакваните услуги ще бъдат предоставени адекватно:

а) Преди изготвянето на документацията за обществената поръчка на 3 септември 2024 г. беше публикувано искане за информация (RFI) относно EMSA с цел да се съберат мнения от участници на пазара по няколко свързани с EMSA теми ([72]) (с краен срок до 2 октомври 2024 г.). RFI имаше две основни цели: i) предварително уведомяване на участниците на пазара относно предстоящата тръжна процедура, като по този начин се осигури достатъчно време на заинтересованите кандидати да подготвят участието си ([73]) и се гарантира допълнителна прозрачност; ii) резултатите от RFI се вземат предвид, когато е уместно, при изготвянето на документацията за обществената поръчка, благодарение на което BE-NUC може да предложи прецизирана, изпитана на пазара тръжна процедура, като освен това се подобрява яснотата на критериите и се гарантира, че всички наложени условия или критерии са недискриминационни. Например RFI показа, че следва да не се организират отделни търгове за всеки блок от типа LTO, а че те могат да бъдат обявени на търг в пакет.

б) На 11 декември 2024 г. беше издадено искане за заявяване на кандидатури (RFC), с което заинтересованите страни бяха призовани да заявят интереса си за участие в търга до 13 януари 2025 г. По искане на няколко страни крайният срок беше удължен до 3 февруари 2025 г., за да се осигури достатъчно ниво на конкуренция в тръжната процедура. Впоследствие заинтересованите страни ще бъдат поканени да представят своите оферти въз основа на бъдещите договорни документи (включително изменената структура на възнагражденията, както е обяснено във фигура 3). Белгия твърди, че благодарение на подробното описание на предлаганите услуги може да има единен критерий за възлагане на договора въз основа на цената. Тъй като договорът ще бъде възложен чрез процедура на договаряне, възлагащият орган може, след като кандидатите са представили своите оферти в отговор на поканата за предложения (включително проектодоговора за EMSA и всички допълнителни документи), да ги покани да представят по-добра оферта, с което ще се гарантира най-конкурентен резултат.

(146) Освен това Белгия твърди, че в търга е включен набор от критерии за подбор с оглед да се гарантира, че всеки кандидат в търга отговаря на условията за професионализъм и необходимата инфраструктура за правилното изпълнение на EMSA. Тези критерии за квалификация обаче са ограничени до възможно най-минимална степен, като всеки от тях се отнася до необходимо изискване за предвидените услуги, така че да се осигури максимално ниво на конкуренция по време на търга.

(147) Белгия предостави повече подробности относно критериите за квалификация в допълнение към информацията, с която разполагаше Комисията към момента на решението за откриване на процедурата. Оферентът (пряко или за първите четири критерия, описани по-долу — като разчита на капацитета на друго предприятие) трябва:

а) да представи поне две препоръки за опит (експлоатация в продължение на поне една година) в областта на енергийното управление на портфейл от активи, генериращи топлинна или ядрена енергия, с обща мощност най-малко 1 000 MW (*т.е.* като се вземат предвид всички препоръки), разположени в държави от Европейския съюз, Обединеното кралство или държавите от ЕАСТ ([74]);

([69]) В съответствие с член 120 от белгийския закон за възлагането на обществени поръчки от 17 юни 2016 г.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen / Bulletin des Adjudications.
([71]) Притурка към *Официален вестник на Европейския съюз*.
([72]) Те включват, наред с други теми, рисковия профил, гаранциите във връзка с насрещната страна и кредитния риск на насрещната страна, ценовия механизъм, условията на плащане, честотата на фактуриране и лихвите за забава, BIS, вътрешните резерви за балансиране на портфейла, разделянето на търга на две обособени позиции (по една за всеки енергиен актив), кредитната и свързаната с нея гаранционна структура и обединяването чрез отговарящо за баланса лице (BRP).
([73]) Белгийската държава активно определя съответните участници на пазара, с които желае да се свърже, за да ги насърчи да участват в RFI, както и в последващата тръжна процедура.
([74]) С критерия за 1 000 MW се гарантира, че квалифицираните/избраните участници разполагат с финансови способности да управляват разпределените заявки, които ще варират между 1 000 MW и 2 000 MW.

б) да представи поне две препоръки в областта на енергийното управление (експлоатация в продължение на поне една година) на активи, генериращи топлинна или ядрена енергия. Всяка препоръка се отнася за един актив с мощност най-малко 350 MW, разположен в държави от Европейския съюз, Обединеното кралство или държавите от ЕАСТ ([75]);

в) да представи поне една препоръка за предоставяне на услуги за енергийно управление на трета страна (експлоатация в продължение на поне една година) за производствени мощности от най-малко 350 MW за един актив, разположен в държави от Европейския съюз, Обединеното кралство или държавите от ЕАСТ ([76]);

г) да има кредитен рейтинг от „инвестиционен клас“, което означава следния кредитен рейтинг от една от следните рейтингови агенции (или еквивалентен такъв): i) Fitch: най-малко BBB-, ii) S&P: най-малко BBB-, iii) Moody's: най-малко Baa3 ([77]); както и

д) да има активно членство в поне един номиниран оператор на пазара на електроенергия (НОПЕ), действащ в Белгия, за търговия с електроенергия ([78]).

(148) По време на срока на договора за EMSA за партньора по EMSA, наред с други, важат следните условия:

а) да има договор за отговарящо за баланса лице (BRP) в Белгия с Elia;

б) да има кредитен рейтинг от „инвестиционен клас“, което означава следния кредитен рейтинг от една от следните рейтингови агенции (или еквивалентен такъв): i) Fitch: най-малко BBB-, ii) S&P: най-малко BBB-, iii) Moody's: най-малко Baa3;

в) да има активно членство в поне един НОПЕ, действащ в Белгия, за търговия с електроенергия.

(149) По отношение на графика на търга Белгия твърди, че се стреми да го приключи своевременно, най-късно до 15 май 2025 г., така че партньорът по EMSA да има достатъчно време да извърши необходимата подготовка преди рестартирането на блоковете от типа LTO.

(150) Включените в търга услуги във връзка с енергийните активи обхващат, наред с други: i) „услуги за представителство на форуърдни и реализирани енергийни активи“, ii) „услуги за оптимизация и експлоатация за ден напред (DA) и в рамките на деня (ID)“, iii) услуги, свързани с регулаторните задължения на пазара, iv) услуги за сключване на договор с белгийски ОПС и v) търговия, достъп до пазара и пазарен анализ. Поради взаимозависимостта между различните горепосочени задачи и обичайната пазарна практика да се комбинират тези услуги в един търговски договор с оглед осигуряване на оперативна ефективност, тези услуги ще бъдат интегрирани в единно определение за услуга съгласно EMSA.

3.3.1.5.2. Продажби на електроенергия от LTO и възнаграждение на партньора по EMSA

(151) Белгия поясни, че партньорът по EMSA не търгува като представител или от името на BE-NUC, а продава закупената електроенергия от свое име, тъй като е неин собственик. Освен това в изменения модел на CfD партньорът по EMSA получава правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране, за да стимулира ефикасното използване на ограничения брой възможности за модулиране и да реагира по-добре на пазарните сигнали (вж. съображение 153 и следващите съображения).

([75]) За управлението на важни точки, повредата в които може да доведе до общ срив, на пазара се изисква специфична оперативна структура със специално обучение на персонала. Докато при стандартния подход за по-малки по размер, децентрализирани активи при възникване на проблем диспечерът просто получава разпореждане да набави липсващия обем възможно най-скоро на пазара в рамките на деня, този подход не е подходящ при по-големи по размер активи.

([76]) С този критерий се гарантира, че насрещната страна може да извършва операции от името на трета страна и разполага със стабилна договорна рамка.

([77]) Критерият е въведен, за да се гарантира, че партньорът по EMSA има относително голяма способност да изплаща финансовите си задължения.

([78]) Членството в НОПЕ (Epexspot и Nord Pool в Белгия), *т.е.* организация, упълномощена да управлява интегрираните пазари на електроенергия за ден напред и в рамките на деня, осигурява достъп до пазарите на електроенергия. С този критерий се гарантира, че кандидатът може да получи своевременен достъп до пазарите за търговия и че има достатъчен и актуален опит с функционирането на европейския пазар.

(152) Белгия твърди, че споразумението между партньора по EMSA и BE-NUC се основава на DAM, за да се ограничи базисният риск за BE-NUC, тъй като това предполага, че в комбинация с плащането на разликата на BE-NUC чрез CfD, където MRP е цената DAM, BE-NUC получава цената на упражняване (вж. раздел 3.3.1.3.2) ([79]). Белгия потвърждава, че партньорът по EMSA ще може свободно да търгува на пазар по свой избор и не е задължен да наддава на DAM.

(153) Както е обяснено в раздел 2.1 и съображение 109, тъй като блоковете от типа LTO имат ограничение за модулиране до 30 пъти на цикъл и поради тази причина нямат техническата и регулаторна възможност да променят производителността си по всяко време, възнаграждението на партньора по EMSA е променено, за да се осигурят стимули за оптимално използване на ограничения брой възможности за модулиране, които са разрешени. Вместо просто фиксирана такса (определена чрез търга) изменената формула за изчисляване на възнаграждението включва и променлива такса (основана на предварително определена формула и обвързана с модулирането и плащането на корекционен сетълмент). С това възнаграждение партньорът по EMSA има експозиция на част от потенциалното увеличение на приходите в резултат на модулиране в периоди на отрицателни цени (както и на част от потенциалния спад на приходите в резултат на модулиране в периоди на положителни цени, ако има такива), като същевременно има и пряка експозиция на разходите за енергиен дисбаланс и разходите в рамките на деня, както е посочено по-долу. Следователно променливата такса ще се състои от фиксиран процентен дял (коефициент „алфа“) от увеличението на приходите, което ще се задейства в резултат на модулиране в DA, и диференциран процентен дял (коефициент „бета“) от разходите и приходите в рамките на деня и за енергиен дисбаланс, *т.е.* плащанията на корекционен сетълмент (които могат да включват увеличение на приходите в резултат на задействане на модулиране в ID), при което:

а) Коефициентът „алфа“ се определя *ex-ante* на 20 %. Коефициентът „алфа“ е достатъчно висок, за да се осигурят подходящи стимули за оптимални решения за модулиране, но не е твърде висок, така че да се възпират участниците в търга, склонни към избягване на риска.

б) Увеличението на приходите в резултат на модулиране се изчислява *ex-post* като произведение на изкупения обратно обем на DAM за модулиране и разликата между нула и цената на DAM.

в) Коефициентът „бета“ е диференциран, но също се определя *ex ante* и отразява финансовия пасив на партньора по EMSA като BRP в случай на енергиен дисбаланс. В това отношение Белгия твърди, че реакторите са сравнително стари и необходимите работи за проекта за LTO, както и модулирането, водят до потенциално увеличаване на рисковете от непланирано изключване, които генерират енергиен дисбаланс. Освен това централите са обект на особено високи изисквания за сигурност, което допълнително увеличава риска от изключване. Същевременно, въпреки че белгийските пазари в рамките на деня и балансиращи пазари са все по-интегрирани със съседните пазари, те все пак са сравнително малки в сравнение с размера на двата реактора. Поради това всяко изключване ще намали шанса на BRP да намери насрещни страни, които да смекчат въздействието на изключването, и непропорционално ще увеличи риска от скок на цените в резултат на изключването. Следователно Белгия твърди, че коефициентът „бета“ следва да има различни стойности в зависимост от естеството и въздействието на събитието, което води до енергиен дисбаланс, като същевременно се запазват целесъобразни стимули за партньора по EMSA (като BRP), за да смекчава енергийния дисбаланс ([80]). Партньорът по EMSA обаче продължава да има пълна финансова експозиция на всички дисбаланси, които са резултат основно на отклонения в производството в сравнение с прогнозираното производство или на търговски грешки.

г) Корекционният сетълмент е сумата от плащанията в рамките на деня и плащанията за енергиен дисбаланс, като коефициентът „бета“ се прилага и за двете. За определен час той може да е положителен и/или отрицателен.

([79]) Енергийните управители използват системи за улавяне на сделки и управление на позициите, за да рационализират работните процеси, включително чрез прогнозиране, оптимизация, наддаване на търгове, диспечерство в реално време и сетълмент на трансакции. По-конкретно в тези системи се записват всички трансакции между BE-NUC и партньора по EMSA, както и свързаните с пазара продажби и обмени с ОПС. Записаните данни се обработват чрез модул за сетълмент, който преобразува обемите на трансакциите във финансови сетълменти, като се използват предварително определени договорни формули. Генерираните от системата отчети се подават по електронен път към BE-NUC за преглед. BE-NUC може да направи кръстосана проверка и, ако е необходимо, да поиска корекции.

([80]) По-специално коефициентът „бета“ ще достигне 100 % в ситуации на „базово производство“, 20 % в ситуации на „икономическо модулиране“, *т.е.* до 30 пъти годишно, и 8 % при непланирано изключване, *т.е.* в случай на извънредни събития с голямо въздействие, които обикновено се случват по-рядко от веднъж годишно и са за всеки отделен блок.

Фигура 3

Изменена формула за изчисляване на възнаграждението по EMSA

Възнаграждение на партньора по EMSA = фиксирана такса + променлива такса

Променлива такса = коефициент „алфа“ * увеличение на приходите + коефициент „бета“ * корекционен сетълмент
Увеличение на приходите = изкупен обратно обем * (0 – цена DA)
Корекционен сетълмент = разходи или приходи в рамките на деня и за енергиен дисбаланс

(154) Формулата, посочена в фигура 3, се прилага за целия обем по време на модулиране, включително ако модулирането се случва, когато цените са положителни (например по време на периоди на покачване/спад), а не само по време на периоди на отрицателни цени ([81]). Променливата такса се заплаща от BE-NUC съгласно EMSA, но тези разходи и/или приходи ще бъдат прехвърлени на BE-WATT съгласно RA.

(155) Според Белгия благодарение на изменената формула за изчисляване на възнаграждението партньорът по EMSA има стимул, наред с други неща, да използва икономическото модулиране по оптимален начин — както за ден напред, така и в рамките на деня, и да намали разходите в рамките на деня и за енергиен дисбаланс. Белгия твърди, че коефициентите „алфа“ и „бета“ са избрани, за да се запази ефикасното функциониране на пазара, като същевременно не се възпират участниците в търга, склонни към избягване на риска.

(156) Изменената формула за изчисляване на възнаграждението ще повлияе на поведението на участниците в търга при наддаването за фиксираната такса. Оферентите ще вземат предвид очакваните печалби от модулирането (стойност на опцията) в своите оферти, както и разходите и потенциалните приходи, свързани с плащанията в рамките на деня и за енергиен дисбаланс. Белгия твърди, че в документацията за обществената поръчка ще бъде разяснена структурата на възнаграждението (стимула), така че потенциалът за увеличение/спад в резултат на изменената формула за изчисляване на възнаграждението да бъде видим за оферентите. Белгия ще оцени целесъобразността на (изменената) формула за изчисляване на възнаграждението на партньора по EMSA, както и съответствието с пазара и ефективността на стимулите, произтичащи от нея на различните пазари. Оценката ще бъде извършена най-късно две години след началото на експлоатацията, за да се даде възможност за своевременно преразглеждане на договора или организиране на нов търг, което е възможно след три години и половина ([82]). За да се запазят целесъобразните стимули за партньора по EMSA, обаче единствено е възможно преразглеждане в посока повишение на коефициентите „алфа“ и „бета“ ([83]).

(157) Белгия твърди, че чрез адаптирането на възнаграждението по EMSA стимулите за партньора по EMSA, който има правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране (след окончателното решение от страна на оператора, *напр.* в случай на опасения, свързани с безопасността или регулаторни въпроси) се привеждат в съответствие с пазарните сигнали, като по този начин се разсейват опасенията на Комисията в това отношение. Същевременно партньорът по EMSA разполага с целесъобразни стимули, за да изпълнява задачата си като BRP, без да има пълна експозиция на енергиен дисбаланс извън неговия контрол. Освен това Белгия твърди, че ще има непрекъснат обмен на точна информация (включително редовни актуализации относно разполагаемостта, техническите възможности и др. на блоковете от типа LTO) между BE-NUC, оператора на ядрената централа и партньора по EMSA, за да се даде възможност за вземане на информирани решения за икономическо модулиране от страна на партньора по EMSA, който ще бъде подготвен да взема ефикасни решения.

([81]) Това е свързано с техническите ограничения по отношение на модулирането (вж. съображение 13).

([82]) EMSA може да бъде едностранно прекратено от страна на BE-NUC три години и половина (42 месеца) след датата на рестартиране на първия ядрен блок. Впоследствие BE-NUC може да сключи ново споразумение след нов търг при различни условия.

([83]) Оценката на коефициентите „алфа“ и „бета“ ще се основава на: i) оценка на участието в търга и резултата от него (показателите могат да бъдат: брой и вид оферентите, резултат от търга по отношение на цена/разходи и др.), оценка на решенията за предприемане или не на модулиране, включително (финансовите) последици от тях за участващите страни, като се вземат предвид (очакваните и реализираните) пазарни условия и оперативните/модулационните ограничения, и iii) оценка на решенията за търговия на DA и в рамките на деня, както и произтичащия от тях енергиен дисбаланс на периметъра на BRP. Базовата информация за тази оценка ще се основава на данни, събрани от партньора по EMSA по време на договора за EMSA, и данни от оператора Electrabel чрез BE-NUC и споразумението за E&П, както и всякаква съответна публична/пазарна информация, свързана с горепосоченото.

(158) Белгия също потвърждава, че насрещната страна по CfD (BE-WATT) ще разработи стратегия за управление на риска за своята отворена позиция, както е предвидено по закон, и че нейното прилагане ще допринесе за ликвидността на форуърдните пазари на електроенергия (вж. съображение 99). Приемането на стратегията е предмет на становище от страна на регулатора, което ще включва оценка на въздействието на стратегията върху съответните пазари на електроенергия.

3.3.1.5.3. Допълнителни гаранции по отношение на енергийния управител

(159) По принцип партньорът по EMSA ще бъде избран чрез прозрачен, открит и конкурентен търг (вж. раздел 3.3.1.5.1). Търговският субект GEMS (Global Energy Management & Sales) — стопанска единица на групата Engie, независима в своето управление от стопанската единица „Ядрена енергетика“, също може да участва в търга. За да се осигури справедлив процес, са предвидени специални разпоредби и мерки, в случай че GEMS участва в тръжната процедура.

(160) Белгия твърди, че са взети и ще бъдат взети и приложени достатъчни мерки за ефективно откриване и предотвратяване на всякакви потенциални конфликти на интереси. Тези мерки могат да бъдат обобщени както следва:

а) RFI даде възможност за изпитване на пазара и в този контекст всяка заинтересована страна можеше да предложи различни условия и да направи предложения, с които да се гарантира, че в търга не са включени пречки в ущърб на който и да е заинтересован участник спрямо GEMS (или друго дружество от групата Engie). Electrabel (или друго дружество от групата Engie) не участва и няма да участва в процеса на изготвяне на документацията за обществената поръчка („документация за обществена поръчка в дълъг формат“) след (резултатите от) RFI.

б) По време на тръжната процедура, ако GEMS участва в нея, дори като подизпълнител или в друго качество, Electrabel (или друго дружество от групата Engie) и неговите директори или представители са изключени от участие във вземането на решения и/или обсъждането на офертата на BE-NUC (*напр*.. решението за избор и решението за възлагане).

в) Като цяло в рамките на организацията на Electrabel са установени строги информационни и етични бариери между лицата, отговорни за подаването на оферти в GEMS, и лицата, участващи в управлението на BE-NUC, и това ще продължи да бъде така. Същите защитни мерки ще бъдат въведени, в случай че GEMS в крайна сметка бъде избрано за партньор на EMSA чрез успешен тръжен процес.

г) Ако GEMS бъде избрано за партньор по EMSA, то ще бъде обект на същите задължения като BRP и договорен партньор по EMSA, както и на същия набор от пазарни стимули като всеки друг кандидат. По-специално като партньор по EMSA то ще получава както фиксирано, така и променливо възнаграждение, с което ще се стимулират оптимизирането на модулационния фонд в съответствие с пазара и приходите от продажбата на електроенергия. Освен това GEMS ще действа като страна по силата на точно определен мандат съгласно BIS, от който не може да се отклонява. С тези защитни мерки се гарантира, че в случай че спечели търга за EMSA, GEMS ще действа като всеки друг участник в търга и има стимули — чрез структурата на споразумението EMSA и изменената формула за изчисляване на възнаграждението — да действа в съответствие с пазарните сигнали.

(161) Ако чрез тръжната процедура не може да се определи подходящ кандидат, като крайна мярка, в случай че EMSA не е сключено своевременно, т.е. най-късно до 15 май 2025 г., GEMS ще изпълнява временно услугите по EMSA. Тези услуги ще бъдат предоставяни в съответствие с условия, които ще бъдат договорени между страните за ограничен период от време, за да може BE-NUC да възложи EMSA чрез друга тръжна процедура. В случай на успешна тръжна процедура избраният кандидат ще поеме изпълнението на услугите по EMSA от GEMS, след като изтече съответният период, през който GEMS е извършвало тези услуги. Няма ограничение за броя на повторните търгове.

(162) Белгия твърди, че тази договореност е необходима и подходяща, за да се гарантира непрекъснатостта на обществената услуга (*т.е*. продажбата на електроенергията, произведена от ядрените блокове), но че това решение е строго ограничено във времето и до необходимия минимум.

(163) В заключение Белгия твърди, че ще гарантира, че BE-NUC стриктно спазва законодателството и принципите в областта на възлагането на обществени поръчки. С обстойния процес на консултации се осигуряват допълнителни защитни мерки, с които се гарантира, че закупуването на услуги се извършва чрез конкурентна, прозрачна, недискриминационна и безусловна тръжна процедура. Поради тази причина Белгия счита, че е избегнат всякакъв риск от блокиране на пазара и други потенциални антиконкурентни практики от страна на Engie и че са взети всички мерки и защитни мерки, за да се гарантира, че ще бъде назначен независим партньор по EMSA. Само в краен случай GEMS ще предоставя тези услуги временно, което е необходимо и подходящо, за да се гарантира непрекъснатостта на обществената услуга.

3.3.1.6. Други подмерки

(164) Две други подмерки, които са част от сделката, са споразумението за административни услуги (ASA) между Electrabel и BE-NUC и споразумение, уреждащо договорености за обезщетение за загуби, свързани с покриване на разходи, в случай че споразумението не бъде сключено. Тези подмерки са разяснени в раздели 3.3.10 и 3.3.11 от решението за откриване на процедурата.

3.3.2. *Компонент 2: Ограничение на отговорността на оператора на ядрената централа за дългосрочното съхранение и погребването на ядрени отпадъци и отработено гориво*

3.3.2.1. Общи принципи на управлението на ядрените отпадъци

(165) Както е разяснено в съображение 121 от решението за откриване на процедурата, законодателната рамка, приложима за радиоактивните отпадъци и отработеното гориво в ЕС, се основава на следните два основни принципа: i) принципа „замърсителят плаща“ ([84]) и ii) принципа, че държавите членки носят крайната отговорност (включително финансовата отговорност) за отговорното и безопасно управление (включително погребването) на отработено гориво и радиоактивни отпадъци ([85]).

(166) Както е разяснено в раздел 3.4.2 от решението за откриване на процедурата, съгласно действащите разпоредби в Белгия операторът на ядрената централа е финансово отговорен (чрез дружеството за свързаните с ядрените дейности провизии — Synatom, и заедно с EDF Belgium и Luminus („допринасящите дружества“) и оперативно отговорен за извеждането от експлоатация на седемте атомни електроцентрали, както и за кондиционирането и управлението на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво и дългосрочното им съхранение след приемането им от ONDRAF/NIRAS до погребването им. Свързаните с ядрените дейности провизии за отработено гориво и за отпадъци след извеждане от експлоатация се финансират от Electrabel и допринасящите дружества, управлявани от Synatom, и са предмет на пруденциален надзор от независим публичен орган, Комисията за ядрено осигуряване (CPN/CNV). Както е отбелязано в съображения 123—125 от решението за откриване на процедурата, Белгия твърди, че Electrabel ще продължи да носи определени отговорности като единствен оператор на блоковете от типа LTO, произтичащи от i) европейското и белгийското законодателство и ii) договорните задължения по споразумението за изпълнение, като по този начин спазва принципа „замърсителят плаща“.

(167) CPN/CNV и ONDRAF/NIRAS са надзорните органи в Белгия:

а) ONDRAF/NIRAS изготвя подробен доклад за инвентаризацията на всички производители на радиоактивни отпадъци в Белгия (на всеки 5 години) и оценява средствата за управление на съответните пасиви от ядрени дейности.

б) CPN/CNV преглежда (на всеки 3 години) методите, използвани за изчисляване на свързаните с ядрените дейности провизии, както и тяхната адекватност и НИС на бъдещи пасиви в отчетите на Synatom (одит на методиката, референтния сценарий и др.).

([84]) Член 4, параграф 3, буква д) от Директива 2011/70/Евратом на Съвета от 19 юли 2011 г. за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци (ОВ L 199, 2.8.2011 г., стр. 48), съгласно който „*разходите за управлението на отработено гориво и радиоактивни отпадъци се поемат от тези, които са генерирали тези материали*“.

([85]) Член 4, параграф 1 и член 9 от Директива 2011/70/Евратом.

(168) Както е посочено в съображение 129 и таблица 4 от решението за откриване на процедурата, въз основа на последния тригодишен преглед на CPN/CNV през юли 2023 г. текущата обща сума на провизиите, свързани с пасиви от ядрени дейности, възлиза на 18 225 милиона евро, състоящи се от провизии за дейности по демонтиране (8 122 милиона евро), управление на отработено гориво (9 070 милиона евро) и експлоатационни отпадъци (1 033 милиона евро) ([86]).

3.3.2.2. Споразумение за „таван на отпадъците“

(169) Като част от преговорите по проекта за LTO Engie и белгийската държава се споразумяха за ограничаване на дългосрочната отговорност на производителите на радиоактивни отпадъци, получени от производството на електроенергия чрез ядрена енергия (споразумението за „таван на отпадъците“), за да се намали несигурността в това отношение (вж. раздел 3.4.3 от решението за откриване на процедурата). В споразумението за „таван за отпадъците“ се предвижда прехвърлянето на финансови пасиви, свързани с производството, задържането или собствеността на кондиционирани радиоактивни отпадъци и отработено гориво от всичките седем белгийски ядрени блока при спазване на съответните договорни критерии за прехвърляне от оператора на ядрената централа (Electrabel) към белгийската държава срещу изплащане на еднократна сума ([87]).

(170) Тази еднократна сума е установена за всяка категория ядрени отпадъци. Както е разяснено в съображение 131 от решението за откриване на процедурата, радиоактивните ядрени отпадъци могат да бъдат разделени на три категории в съответствие с историческата радиологична класификация на ONDRAF/NIRAS и с класификацията на Международната агенция за атомна енергия (МААЕ): отпадъци от категория А (отпадъци с кратък живот с ниско или средно ниво на радиоактивност); отпадъци от категория Б (отпадъци с дълъг живот с ниско или средно ниво на радиоактивност); и отпадъци от категория В (отпадъци с кратък и дълъг живот с високо ниво на радиоактивност) и отработено гориво.

(171) На таблица 13 по-долу е показано разпределението на съществуващите провизии в размер на 18 225 милиона евро между Electrabel (8 410 милиона евро) и белгийското правителство (9 815 милиона евро) съгласно споразумението за таван на отпадъците, като е включено разпределението по категории отпадъци.

Таблица 13

Разбивка на споразумението за таван на отпадъците

Сума (в млн. евро)	Пасиви на белгийската държава (след прехвърляне)				Пасиви на Engie	Провизии (2022 г.)
	Кат. А	Кат. Б	Кат. В	Общо		
Базова оценка на разходите *(без непредвидени разходи)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Непредвидени разходи	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Базова сума	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Рискова премия	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Ограничена сума	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Източник: Отговор на белгийските органи на искането за информация на Комисията от 1 октомври 2024 г.

([86]) Провизиите за експлоатационни отпадъци се одитират от външните одитори на Engie (Deloitte) като част от техния годишен одитен преглед.

([87]) В настоящото решение „споразумение за таван на отпадъците“ се отнася до тавана на дългосрочните пасиви на производителите на радиоактивни отпадъци, получени от производството на електроенергия чрез ядрена енергия, а „споразумение за отпадъците“ се отнася до комбинацията от всички подмерки по компонент 2, *т.е.* също споразумението за демонтиране и извеждане от експлоатация *и др.*.

(172) Принципите на споразумението за таван на отпадъците не са изменени и са описани в съображение 133 от решението за откриване на процедурата. Те могат да се обобщят, както следва:

а) „Ограничени суми“: За всяка категория радиоактивни отпадъци, отговарящи на договорните критерии за прехвърляне, е определено еднократно плащане, включващо рискова премия и индексирано на 3 % годишно, считано от 31 декември 2022 г., в общ размер от 15 милиарда евро (3,5 милиарда евро за категория А, 1 милиард евро за категория Б и 10,5 милиарда евро за категория В — вж. таблица 13). Както е посочено в съображения 134 и 135 от решението за откриване на процедурата и както е показано в таблица 13, Белгия твърди, че:

— обемите, залегнали в основата на ограничените суми, са основани на инвентаризацията на отпадъците, използвана за прегледа на свързаните с ядрените дейности провизии на CPN/CNV от 2022 г. и референтния сценарий за сектора на ONDRAF/NIRAS и оператора на ядрената централа (като това е най-добрата приблизителна оценка на обема на кондиционирани ядрени отпадъци и отработено гориво, произведени (и които предстои да бъдат произведени) от седемте атомни електроцентрали в сценарий без LTO), и

— стойността на ограничените суми е резултат от прилагането на рискова премия към съществуващите провизии, свързани с ядрените дейности.

б) „Кредити за обем“: Ограничената (еднократна) сума за всяка категория отпадъци съответства на кредит за предварително определени обеми, с което се предоставя стимул на ядрения оператор да минимизира производството на ядрени отпадъци.

в) „Такси за корекции на обема“: Когато кредитът за обем за дадена категория отпадъци е напълно използван, трябва да се заплати допълнителна сума за всеки необходим допълнителен кредит за обем. Сумите се определят като средноаритметична стойност на i) „ограничената сума“ за категорията отпадъци, разделена на броя на „кредитите за обем“ за тази категория, и ii) пределните разходи за един допълнителен кредит за обем;

г) „Договорни критерии за прехвърляне“ (CTC): За всеки вид пакет с ядрени отпадъци са установени договорни критерии за прехвърляне, на които всеки пакет с отпадъци и отработено гориво трябва да отговаря, за да бъде прехвърлена финансовата отговорност към публичното предприятие Hedera (вж. съображение 178 по-долу). Отговорността за привеждане на радиоактивните отпадъци в съответствие с CTC (и свързаните с това разходи) продължава да бъде на оператора на ядрената централа.

(173) Както е посочено в съображение 107, буква а) и е разяснено подробно в раздели 3.4.5.1 и 3.4.5.2 от решението за откриване на процедурата, установяването на ограничени суми в размер на 15 милиарда евро се основава на текущия размер на свързаните с ядрените дейности провизии на оператора на ядрената централа (базовата сума) и рискова премия. Белгия поясни, че базовата сума вече включва маржове за непредвидени разходи, несигурности и други рискове, които могат да възникнат във връзка с демонтирането, управлението на радиоактивни отпадъци и управлението на отработено гориво. Разпоредбите относно плащането на ограничените суми са разяснени в раздел 3.4.5.3 от решението за откриване на процедурата и не са били изменяни.

(174) Белгия поясни, че ограничените суми, които ще бъдат прехвърлени към белгийската държава, вече включват всички натрупани и прогнозни бъдещи пасиви за ядрени отпадъци (до първоначалния законоустановен краен срок за всички белгийски атомни електроцентрали през 2025 г.). Следователно всички ядрени отпадъци и отработено гориво, произведени или които предстои да бъдат произведени от белгийските електроцентрали в рамките на законоустановения им експлоатационен срок, вече са взети предвид в ограничените суми.

(175) Освен това Белгия пояснява, че действителният обем на отпадъците ще бъде известен едва след като отпадъците бъдат кондиционирани и физически прехвърлени към белгийската държава. Следователно еднократната сума от 15 милиарда евро покрива само предварително определените обеми на съответните отпадъци (кредити за обем), договорени в споразумението за изпълнение. Ако действителният обем на произведените отпадъци е по-голям от кредитите за обем, Engie ще заплати такса за корекция на обема за всеки допълнителен кредит за обем (вж. съображение 133 от решението за откриване на процедурата).

(176) По същия начин всички експлоатационни отпадъци („отпадъци от LTO“) и отработено гориво („отработено гориво от LTO“), произтичащи от удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, ще бъдат финансирани от BE-NUC и Luminus за всяко допълнително количество отпадъци. За всяко допълнително количество отпадъци от LTO и отработено гориво от LTO ще се изискват два вида плащания:

а) Отпадъци от LTO: Разходите за експлоатационни отпадъци от LTO, както са определени в споразумението за E&П, обхващат два вида разходи:

— плащането на разходите за манипулиране на отпадъци от LTO, дължими на Electrabel за манипулирането, третирането и кондиционирането на експлоатационните отпадъци от LTO („услуги за манипулиране на отпадъци от LTO“) с цел подготовка на пакет с отпадъци от LTO; както и

— таксите за корекция на обема на отпадъците от LTO, които покриват плащането на разходите, направени след прехвърлянето на пасивите за ядрени отпадъци към Hedera ([88]).

б) Услуги за управление на отработено гориво от LTO: крайните разходи за отработено гориво ще бъдат изплащани въз основа на индексирана такса за всеки допълнителен обем отработено гориво, произтичащ от проекта за LTO ([89]).

(177) Белгия допълнително пояснява, че във финансовия модел при подписване се вземат предвид разходите за управление на отпадъците от LTO и отработеното гориво от LTO или крайните разходи, оценени на приблизително 0,9 милиона евро на горивна касета (по стойности от 2022 г.), от които приблизително 0,3 милиона евро на горивна касета за съхранение на място и приблизително 0,6 милиона евро на горивна касета за таксата за корекция на обема на отпадъците от LTO за отработено гориво.

(178) Както е разяснено в раздел 3.4.4 от решението за откриване на процедурата, Белгия създаде нова държавна институция *sui generis* — Hedera, която има двойна роля:

а) управление и обезпечаване на активите, предназначени за финансиране на дългосрочните задължения на белгийската държава във връзка с ядрените отпадъци и отработеното гориво; както и

б) проследяване и контрол на разходите за управление на прехвърлените пасиви, свързани с ядрени отпадъци и отработено гориво, под контрола на независим държавен орган (CPN/CNV).

(179) Сумите от тавана на отпадъците, получени от Hedera, трябва да бъдат обезпечени и инвестирани с цел да се генерира необходимата възвръщаемост, за да се покрият разходите за управление на прехвърлените отпадъци, когато станат дължими. Hedera е отделен фонд под надзорния контрол на CPN/CNV — специализирания национален орган, който играе основна роля при осигуряването и обезпечаването на правилното управление, контрол и използване на средствата ([90]). Това е отразено в двойната роля на Hedera, като се гарантира, че: i) получените суми са обезпечени и

([88]) Тези индексирани такси за корекция на обема на отпадъците от LTO се заплащат на Electrabel веднага щом бъде произведен пакет с отпадъци от LTO или когато се потвърди със сигурност, че ще бъде произведен. Тази такса покрива съхранението на отпадъците от LTO. Таксата за корекция на обема на отпадъците от LTO за всяка категория отпадъци вече е предвидена в членове 16—18 от Закона „Феникс“.

([89]) Тази такса включва: i) всички разходи за съхранение на място, направени от Electrabel до 2050 г., преди обектът да бъде прехвърлен към белгийската държава, и ii) всички свързани с ONDRAF/NIRAS разходи след прехвърлянето, дължими на Hedera. Разходите за съхранение на място вече са оценени за всяка горивна касета, а таксата за корекция на обема на отработеното гориво е определена и е предвидена в членове 16—18 от Закона „Феникс“.

([90]) Прилагане на Препоръка 2006/851/Евратом на Комисията от 24 октомври 2006 г. относно управлението на финансовите ресурси за извеждане от експлоатация на ядрени инсталации, отработено гориво и радиоактивни отпадъци и на Единната конвенция за безопасност при управление на отработено гориво и за безопасност при управление на радиоактивни отпадъци.

генерират необходимата възвръщаемост ([91]), и ii) разходите за управление на отпадъците и отработеното гориво и на прехвърлените пасиви са достатъчно контролирани ([92]). Освен това финансовите ресурси ще трябва да бъдат достатъчно обособени от общия бюджет на белгийската държава (както е предвидено в Закона за Hedera), така че да бъдат използвани единствено за покриване на разходите за дългосрочно съхранение и окончателно съхранение и да не могат да бъдат използвани за други цели или за поемане на бъдещи бюджетни дефицити.

(180) Белгия твърди, че споразумението за таван на отпадъците включва и е придружено от други мерки за смекчаване на риска, включително:

а) включването на строги договорни критерии за прехвърляне (CTC): прехвърлянето на пасивите за ядрени отпадъци е обвързано със спазването на CTC. Еднократното плащане съгласно тавана на отпадъците се извършва преди ефективното прехвърляне на бъдещи пакети с ядрени отпадъци към белгийската държава и е обвързано със спазването на CTC от страна на оператора на ядрената централа. Това означава, че операторът на ядрената централа продължава да бъде отговорен за всички разходи за ядрени отпадъци, свързани с неспазване на CTC.

б) CTC са определени на ниво поток от отпадъци от категория A, категория Б и категория B: Въпреки че кредитите за обем са определени по категории отпадъци, спазването на CTC е предвидено на ниво поток от отпадъци. Така се ограничава рискът белгийската държава да трябва да управлява непредвидени потоци от отпадъци в бъдеще, като същевременно се осигурява сигурност за оператора на ядрената централа през следващите десетилетия.

в) Отпадъци от категория X: Както е посочено в бележка под линия 69 от решението за откриване на процедурата, за да се защити допълнително белгийската държава от непредвидени потоци от отпадъци, които могат да възникнат по време на извеждането от експлоатация на ядрените реактори, в споразумението за отпадъците се предвижда и механизъм за справяне с всички ядрени отпадъци, за които не е имало информация към 31 декември 2022 г. Тези отпадъци се наричат „отпадъци от категория X“. Предвиден е механизъм, чрез който е възможно прехвърлянето на отпадъци от категория X след постигане на съгласие относно финансовите и техническите условия на това.

г) Съхраняване на знанията и изграждане на капацитет сред участниците на национално равнище: трансферът на знания от страна на оператора на ядрената централа към Белгийската агенция за управление на ядрените отпадъци (ONDRAF/NIRAS) е важна тема в рамките на споразумението за отпадъците. Събирането и съхраняването на знанията на оператора на ядрената централа преди окончателното прекратяване на производството на електроенергия през 2035 г. и на дейностите му по SF2 през 2050 г. е приоритет за белгийската държава ([93]). Прехвърлянето на стари отпадъци е свързано с трансфера на цялата налична информация за вече произведените пакети с отпадъци и цялата информация, свързана с тяхното производство, включително, но не само, технически доклади, технически чертежи и модели, използвани за компютърни изчисления. Съществува споразумение, че рамката за този трансфер ще трябва да бъде договорена между ONDRAF/NIRAS и оператора още при затварянето. Споделянето на ноу-хау и обучението на персонала на ONDRAF/NIRAS се разглеждат като обща цел с оглед безопасното дългосрочно управление на ядрените отпадъци и отработеното гориво от страна на оператора на ядрената централа и белгийската държава. Дългосрочното съхраняване на знанията в областта на ядрената енергетика и изграждането на капацитет сред участниците на национално равнище ще бъдат от съществено значение за поддържане на разходите за дългосрочното управление на ядрените отпадъци и отработеното гориво в съответствие с допусканията, направени в споразумението за отпадъците.

([91]) За да се гарантира, че еднократната сума се увеличава достатъчно във времето, в рамките на Hedera е създаден инвестиционен комитет (с участието на трима независими финансови експерти, председателя на управителния комитет на SPF Economy, инвестиционния директор на Hedera, представител на Белгийската агенция за дълга и представител на SPFIM), който да съветва управителния комитет на Hedera във връзка с инвестиционната стратегия и управлението на риска, наред с други въпроси.

([92]) На всеки пет години ONDRAF/NIRAS трябва да представя план за одобрение от страна на Hedera, в който се посочват услугите, за които Hedera е поел финансова отговорност, ресурсите и инвестициите, необходими за изпълнението на този план, заедно със съответните изчисления на разходите. Hedera анализира този план, иска становище от CPN/CNV и одобрява (или не) петгодишния план. Ежегодно (в рамките на срока на този петгодишен план) ONDRAF/NIRAS представя подробен годишен план за следващата календарна година за одобрение от страна на Hedera. Hedera одобрява плана, отново след становище от CPN/CNV. Освен това Hedera ще плаща фактурите от ONDRAF/NIRAS, адресирани до него, само при следните условия: i) исканите суми са в съответствие с приложимия петгодишен план и подробния годишен план, ii) исканите суми са обосновани с действителни резултати и iii) исканите суми се отнасят до действителните разходи за извършените дейности.

([93]) Съгласно изискванията на Директива 2011/70/Евратом. В тази директива от държавите членки се изисква да планират възможности за образование и обучение, както и научноизследователска и развойна дейност, за да покрият нуждите на националната програма за управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци с цел да придобият, поддържат и доразвият необходимия експертен опит и умения и по този начин да направят възможно безопасното и сигурно дългосрочно управление на ядрените отпадъци и отработеното гориво.

д) Пруденциален надзор върху прехвърлените средства: Ограничените суми се изплащат еднократно, като плащането би трябвало да покрие всички прехвърлени пасиви от ядрени дейности до затварянето на крайното хранилище за ядрени отпадъци в Белгия след 2100 г. Следователно контролирането на разходите и възвръщаемостта на инвестициите за прехвърлената сума е от значение, за да се гарантира съществуването, наличността и достатъчността на финансовите ресурси, необходими за покриване на всички съответни финансови задължения. В това отношение белгийската държава следва становището на CPN/CNV, основано на Препоръка 2006/851/Евратом на Комисията (вж. бележка под линия 93):

— Публичният фонд, управляващ провизиите за ядрени отпадъци —Hedera, е независим публичен орган, който докладва пряко на белгийския парламент, като по този начин осигурява прозрачност и независимост;

— Финансовите ресурси на Hedera са ограничени: те могат да се използват единствено за целта, за която са създадени и управлявани (вж. съображение 179);

— Бюджетното планиране на Hedera е предмет на контрол и надзор от страна на CPN/CNV;

— Hedera има диверсифицирана инвестиционна политика, насочена към избягване на риска, с която се осигурява положителна възвръщаемост за дълъг период от време; както и

— Hedera представя своите разходи на CPN/CNV, за да гарантира, че на ONDRAF/NIRAS могат да бъдат своевременно предоставени подходящи финансови ресурси.

е) Пакет за сигурност за неограничени пасиви от ядрени дейности: вж. раздел 3.3.2.4.

(181) Както е отбелязано в съображение 172 от решението за откриване на процедурата, Белгия признава, че споразумението относно ядрените отпадъци има положително въздействие върху рисковия профил на оператора на ядрената централа, тъй като значителна част от неговите пасиви от ядрени дейности ще бъдат покрити от ограничените суми, и че този различен рисков профил обосновава и изисква преразглеждане на пакета от мерки, за да се гарантират безопасността и надзорът на финансовото състояние на оператора на ядрената централа: еднократното плащане на 15 милиарда евро към Hedera обосновава освобождаването на разположените извън Европа активи на Electrabel от периметъра на Electrabel (и съответното наблюдение от страна на CPN/CNV). Engie, като френско дружество майка на Electrabel, ще гарантира, че към момента на сключване на споразумението между белгийската държава и Electrabel в Electrabel ще останат активи на стойност най-малко 4 милиарда евро (стойност на собствения капитал към 30 юни 2023 г.). Освен това Engie предоставя неограничена и неотменяема гаранция от дружеството майка при първо искане за i) задълженията на Electrabel за извеждане от експлоатация (което включва и риска стойността на провизиите да бъде недостатъчна), ii) риск, свързан с обеми под тавана, и iii) погасяване на (текущи или бъдещи) заеми от Synatom.

(182) Белгия счита, че прехвърлените пасиви във връзка с ядрените отпадъци и допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO, не водят до икономическо предимство за Electrabel и допринасящите дружества, като се има предвид, че те отразяват адекватно риска от последващи колебания в разходите, поет от държавата, и че структурата на прехвърлянето на риска е такава, че частен инвеститор би приел да го поеме.

3.3.2.3. Допълнителни обосновки относно дисконтовия фактор и рисковата премия

3.3.2.3.1. Дисконтов фактор

(183) Белгия твърди, че свързаните с ядрените дейности провизии, събрани от оператора на ядрената централа/Synatom преди споразумението за таван на отпадъците, са били изчислени с помощта на дисконтов фактор от 2,5 % за дейности по демонтиране (включително отпадъци от демонтиране) и дисконтов фактор от 3 % за всички дейности, свързани с отработено гориво (както е решено от CPN/CNV по време на тригодишния преглед в края на 2022 г.).

(184) Белгия пояснява, че използването на два различни дисконтови процента за изчисляване на провизиите (пасиви за демонтиране и пасиви за отработено гориво) е оправдано поради разликата във времетраенето и отразява стойността на парите във времето ([94]).

([94]) Провизиите за демонтиране са дисконтирани с дисконтов процент от 2,5 % поради по-краткия им времеви хоризонт (продължителност от 11,4 години). Провизиите за отработено гориво подлежат на по-висок дисконтов процент от 3 %, за да бъде отчетен по-дълъг времеви хоризонт (продължителност от 30 години).

(185) Както е отбелязано в съображение 198, споразумението за таван на отпадъците включва единствено прехвърляне към белгийската държава на пасиви за прехвърлени ядрени отпадъци и отработено гориво, а пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране остават за оператора на ядрената централа (с изключение на дисинергиите в резултат от проекта за LTO, вж. съображение 199). Следователно Белгия твърди, че за изчисляването на настоящата стойност на прехвърлените пасиви за ядрени отпадъци и отработено гориво е бил използван единен дисконтов фактор от 3 % (1 % реален лихвен процент + 2 % инфлация), за да се отчете фактът, че пасивите за ядрени отпадъци и отработено гориво имат по-дълъг срок от пасивите за извеждане от експлоатация (вж. съображение 148 от решението за откриване на процедурата).

(186) Белгия поиска становище от CPN/CNV относно най-подходящия дисконтов фактор, който да бъде използван за изчисляване на тавана на отпадъците ([95]). Както е посочено в съображение 149 от решението за откриване на процедурата, CPN/CNV предложи да коригира дисконтовия фактор за пасивите, свързани с ядрени отпадъци/извеждане от експлоатация и отработено гориво, като приложи двуетапен подход, включващ използването на дисконтов фактор въз основа на действителния 30-годишен процент на OLO от 3,17 % за първите 30 години и дисконтов фактор от 2,17 % въз основа на оценка на безрисковия лихвен процент, основана на процента на OLO, за следващите 30 години.

(187) Белгия припомня, че периодът на преговори е бил дълъг (една година и половина) и че изборът на единен дисконтов фактор от 3 % е бил мотивиран от необходимостта от известна степен на предвидимост по отношение на използвания дисконтов фактор в преговорите с Engie. Това е така, защото дисконтовият фактор има пряко въздействие върху изчисляването на еднократната сума, която ще бъде прехвърлена. Белгия обяснява, че методиката, използвана от CPN/CNV в становището им от 2023 г., е била използвана по-късно, заедно с крайния форуърден лихвен процент (UFR) от Европейския орган за застраховане и професионално пенсионно осигуряване (EIOPA) ([96]) като потвърждение *ex-post*, че дисконтовият фактор от 3 % е разумен избор за дългосрочен лихвен процент.

(188) Първо, Белгия поиска независим консултант да изчисли „единния“ дисконтов фактор, съответстващ на двуетапния подход на CPN/CNV, като се използват безрисковите лихвени проценти, предложени от CPN/CNV, както и различни други данни за лихвените проценти на OLO ([97]). Анализът показва, че предложеният от CPN/CNV подход е особено чувствителен към периода, използван за изчислението. Например двуетапният подход води до съответстващ дисконтов коефициент от 2,8 % при използване на безрисковите лихвени проценти, предложени от CPN/CNV, съответстващ процент от 3,1 % при прилагане на методиката на CPN/CNV с данните за лихвените проценти на OLO, налични към момента на решението за откриване на процедурата, и съответстващ процент от 3,2 % към момента на подписване на споразумението за изпълнение. Както е показано в таблица 14, двуетапният подход, предложен от CPN/CNV, води до два съответстващи дисконтови процента с разлика от 40 базисни пункта, когато се разглеждат два различни времеви периода, разликата между които е едва 9 месеца.

(189) Второ, в таблица 14 е показано и сравнението с UFR от EIOPA, тъй като препратката към EIOPA е използвана и в делото прецедент от Германия (SA.45296 ([98])), където като пропорционален беше установен дисконтов фактор от 4,58 %.

([95]) Становище на CPN/CNV към министъра на енергетиката от 7 март 2023 г., стр. 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]) EIOPA публикува срочната структура на безрисковия лихвен процент ежемесечно. Тя се използва от застрахователните компании в рамките на ЕИП за оценка на пасивите им съгласно регулаторната рамка „Платежоспособност II“. Кривата на EIOPA е кривата на доходността на безрисковия лихвен процент за падежи до 150 години за държавите от ЕИП. Лихвените проценти за падежи до 20 години се изчисляват въз основа на суапови проценти (*т.е.* фиксираните лихвени проценти, по които участниците на пазара са склонни да обменят задължения с плаващ лихвен процент). Лихвените проценти за по-дълги падежи се екстраполират и се приближават до крайния форварден лихвен процент (UFR) в много дългосрочен план.

([97]) Вж. бележката, изготвена от Compass Lexecon от 28 ноември 2024 г. — „*Отговор на опасенията на ЕК относно дисконтовия процент — 281124*“.

([98]) Решение на Комисията от 16.6.2017 г., SA.45296 (2017/N), Германия, „Прехвърляне на пасивите за радиоактивни отпадъци и отработено ядрено гориво в Германия“ (ОВ C/2017/254, 4.8.2017 г., стр. 1).

Таблица 14

Еквивалентният лихвен процент на CPN и развитието на лихвения процент на EIOPA след становището на CPN от март 2023 г.

	Становище на CPN/CNV 7 март 2023 г.	Подпис 13 декември 2023 г.	Уведомление 21 юни 2024 г.	Решение за откриване 22 юли 2024 г.
Еквивалентен процент на CPN/CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
UFR	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Източник: Анализ на Compass Lexecon, основан на данни от investing.com

(190) Както е видно от таблица 14, използваният дисконтов фактор от 3 % попада между

а) предложението на CPN/CNV към момента на становището на CPN до министъра на енергетиката (7 март 2023 г.), считано за долна граница; както и

б) UFR, считан за по-оптимистичен ориентир ([99]).

(191) Освен това дисконтовият фактор от 3 % изглежда по-консервативен от предложението на CPN/CNV и UFR към момента на подписване на споразумението и след това.

(192) Белгия още твърди, че дисконтов фактор от 1 % в реално изражение изглежда консервативен в сравнение с нормата на възвръщаемост, която Hedera може да очаква, като се използва подходящ разумен подход за управление на активите и пасивите. За сравнение Белгия посочва специалния портфейл от активи на EDF, насочен към осигуряване на сигурно финансиране на дългосрочните им пасиви от ядрени дейности, описан в Универсалния регистрационен документ 2023 на EDF ([100]). Този портфейл се управлява въз основа на подход „активи-пасиви“ и се състои от портфейл от диверсифицирани активи, сравними с описанието на хипотетичния портфейл, управляван от Hedera, за който следователно е разумно да се очаква сравнима доходност.

(193) Накрая, при изчисляването на тавана на отпадъците Белгия приема постоянен процент на инфлацията от 2 %, което е изричната дългосрочна инфлационна цел на Европейската централна банка (ЕЦБ). ЕЦБ счита, че индексът на потребителските цени (ИПЦ) е подходящата мярка за инфлацията. Както е посочено в съображение 150, буква б) от решението за откриване на процедура, CPN/CNV изрази опасения, че действителната инфлация на разходите за изграждане на ядрени електроцентрали (въз основа на индекса на ABEX) може да е по-висока от инфлацията съгласно ИПЦ. Белгия твърди, че инфлационната цел на ЕЦБ от 2 % е правилният показател за инфлацията с оглед изчисляването на тавана на отпадъците поради следните причини:

а) Първо, Белгия твърди, че индексът на ABEX обхваща разходите за строителство на къщи и жилищни сгради в Белгия и следователно е слаб показател за разходите за строителство на ядрени електроцентрали предвид съществените разлики между строителството на ядрен проект и на къщи. Освен това Белгия добавя, че рисковете от ескалация на разходите за бъдещи ядрени инсталации за управление на ядрени отпадъци са включени в непредвидените разходи по сценария за сектора на ONDRAF/NIRAS и следователно са включени в базовата сума.

б) Второ, Белгия твърди, че развитието във времето на индекса на ABEX не се различава съществено от инфлацията, измерена чрез ИПЦ, и че разликите между двата процента се обуславят от редица фактори, като например цената на енергията и суровините, разходите за труд и търсенето в строителството. Белгия твърди, че тези разлики са ситуационни, а не структурни.

(194) Поради посочените по-горе причини Белгия счита, че дисконтовият фактор от 3 % е подходящ и консервативен процент за дисконтиране на дългосрочни пасиви.

([99]) Подходът на EIOPA се основава на пазарните условия само при кратки падежи (до 20 години). При по-дълги падежи методиката се основава не на суапови проценти, а на исторически средни стойности, които не отразяват непременно текущата икономическа реалност, като това може да доведе до значително подценяване на дългосрочните пасиви. Следователно UFR е показател за много дългосрочния безрисков лихвен процент в номинално изражение, подходящ за пенсионни фондове. Въпреки това предвид срока на пасивите от ядрени дейности и факта, че се плаща първоначална премия за покриване на тези пасиви, без да се очакват допълнителни вноски (за разлика от пенсионните фондове), това не е непременно от значение в настоящия случай.

([100]) В Универсалния регистрационен документ 2023 (стр. 354) EDF отбелязва, че очакваната норма на възвръщаемост на този портфейл за следващите 20 години е по-висока от използвания от EDF дисконтов процент от 4,5 % за техните пасиви от ядрени дейности, което е с 1,5 процентни пункта по-високо от дисконтовия процент, използван от Белгия.

3.3.2.3.2. Рискова премия

(195) Както е отбелязано в съображение 153 от решението за откриване на процедурата, Белгия твърди, че към базовата сума от 9 815 милиона евро е добавена значителна допълнителна рискова премия от 5 185 милиона евро, за да се покрият оставащите несигурности. Както е посочено в съображение 154 от решението за откриване на процедурата, рисковата премия се основава на техническа бележка от ONDRAF/NIRAS ([101]), в която се анализират несигурностите и рисковете, свързани с прехвърлянето на финансовата отговорност за управлението на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво от седемте атомни електроцентрали на Белгия към белгийската държава (вж. бележка под линия 80 от решението за откриване на процедурата). Както е посочено в съображение 156 от решението за откриване на процедурата, Белгия твърди, че рисковата премия от 52,83 % е подходяща и надвишава рисковата премия от 35,47 %, приложена в случая на Германия — SA.45296 (вж. бележка под линия 101).

(196) В допълнение към разясненията относно рисковата премия, посочени в съображение 154 от решението за откриване на процедурата, по време на официалното разследване Белгия поясни по-подробно начина, по който е била изчислена рисковата премия въз основа на техническата бележка на ONDRAF/NIRAS. В таблица 15 се предоставят подробни разяснения, както и съставът на рисковата премия, което доведе до суми от 5 033 милиона евро и 5 133 милиона евро съответно като долна и горна граница. Като част от преговорите по споразумението за таван на отпадъците, рисковата премия е определена на 5 185 милиона евро — малко по-голям размер, така че да се достигне еднократно плащане от 15 милиарда евро (вж. таблица 13).

Таблица 15

Подробен състав и изчисляване на рисковата премия

Компоненти на рисковата премия (суми в млн. евро)	Кат. А	Кат. Б	Кат. В	Описание
Допустимост на отпадъци от кат. А	900			Всички отпадъци, които отговарят на CTC за кат. А, могат да бъдат прехвърлени като отпадъци от кат. А към белгийската държава и вероятно ще останат в хранилище от кат. А. Въпреки това, за да се покрие рискът част от тези отпадъци да не могат да бъдат приведени в съответствие с критериите за кат. А, белгийската държава следва препоръката на ONDRAF/NIRAS да отчете правилно този риск, който първоначално не е бил включен в свързаните с ядрените дейности провизии от 2022 г., което води до редица стъпки, като например последващо третиране на отпадъците, допълнителни научноизследователски и развойни дейности, изменение на инженерните бариери за надземно съхранение, за да се адаптира съхранението към специфичните характеристики на проблемните отпадъци, както и изменение на отпадъците, за да се адаптират към съхранението. Тази част от рисковата премия се начислява заедно със сумата за компонента „Регулаторен риск прехвърляне кат. А -> кат. Б“ на рисковата премия.
Рискове, свързани с хранилищата	500			Разлика между референтния сценарий и сумата, която се използва за отчитане на остатъчните рискове и несигурности.
Регулаторен риск – прехвърляне кат. А -> кат. Б	500	-500		Отпадъците, които отговарят на CTC за кат. А, могат да бъдат прехвърлени като отпадъци от кат. А към белгийската държава (BeGoV), за да бъдат погребани в хранилище от кат. А. Въпреки това, за да се покрие рискът, че част от тези отпадъци не са в съответствие с критериите за кат. А и трябва да бъдат погребани с геоложко погребване, рисковата премия за кат. А съдържа компонент за покриване на този риск. Това е свързано с размера на рисковата премия за „Допустимост на отпадъци от кат. А“.
Хранилище за отработено гориво (съхранение „на сухо“ вместо в сградата DE)			-367	За да се намали рискът от прехвърляне на отработено гориво към белгийската държава в съоръжения за излезли от употреба материали, Electrabel трябва да подмени „сградата DE“ (т.е. хранилището за отработено гориво в Tihange) и да прехвърли отпадъците в стабилна форма. Следователно съответната провизия за подмяната на сградата DE, включително провизиите за нейната експлоатация до 2050 г. и извеждането ѝ от експлоатация след това, може да бъде изключена от прехвърлянето към белгийската държава.
Хранилище за отпадъци от кат. Б		-100		Сградата хранилище TSC е изключена от тавана на отпадъците поради несигурности във връзка с изискванията за нейното проектиране. Разходите за тази сграда не бяха включени в свързаните с ядрените дейности провизии за 2022 г.
Комбинирано превишаване на разходите и алтернативен сценарий на дълбочина 600 m (отпадъци от кат. Б и кат. В)				Оценката на ONDRAF/NIRAS на рисковете, свързани с алтернативен сценарий за погребване на дълбочина 600 m, се основаваше на експертна оценка [×1,21], а не на вероятностен модел. Следователно белгийската държава използва експертната оценка, за да вземе предвид както вероятността на 70-ия процентил (P70), така и превишаването на разходите, свързано с алтернативния сценарий за погребване на дълбочина 600 m, за който не е налично изчисление за P70, за да определи сценарий на разходите P70, дисконтиран с 3 % (като признава, че сценарият за погребване на дълбочина 400 m е одобрен от ONDRAF/NIRAS и CPN/CNV, и че разпределението на вероятността на разходите при алтернативния сценарий за погребване на дълбочина 600 m е неизвестно и че според двете институции вероятността да се осъществи този сценарий е по-малка, отколкото да не се осъществи). Това доведе до оценка на горната и долната граница на рисковата премия. Тази сума включва провизия за научноизследователска и развойна дейност от 10 %.
долна граница		4100		
горна граница		4200		
Обща рискова премия				
долна граница	**5033**			
горна граница	**5133**			

Източник: Отговор на белгийските органи на искането за информация на Комисията от 1 октомври 2024 г.

([101]) NIRAS/ONDRAF, Техническа бележка (поверително съдържание) от март 2023 г., *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) Белгия твърди, че в становището си в техническата бележка ONDRAF/NIRAS представя каталог на рисковете, свързани с прехвърлянето на пасиви от ядрени дейности към белгийската държава, които с помощта на експерти на ONDRAF/NIRAS са добавени към досието с провизиите за 2022 г., за да се оцени каква е минималната рискова премия, необходима за покриване на всички известни рискове. Следователно Белгия твърди, че рисковата премия в споразумението за таван на отпадъците е предназначена да покрие всички рискове, при които вероятността да се случат е по-малка, отколкото да не се случат, установени в бележката на ONDRAF/NIRAS, както и допълнителни рискове, установени по време на преговорите, които са извлечени от взаимодействията с Electrabel и от експертните становища. Накрая, Белгия припомня, че експерти от ONDRAF/NIRAS са участвали в преговорите по споразумението за таван на отпадъците, за да подпомогнат белгийското правителство във връзка с начина, по който да се вземат предвид препоръките им в техническата бележка от март 2023 г.

3.3.2.4. Пасиви за извеждане от експлоатация и демонтиране

(198) Както е посочено в съображение 163 от решението за откриване на процедурата, за разлика от прехвърлените пасиви за ядрени отпадъци и отработено ядрено гориво операторът на ядрената централа продължава да носи цялата отговорност за извеждането от експлоатация и демонтирането на целия ядрен парк (като допринасящите дружества имат финансово участие в покриването на разходите за извеждане от експлоатация и демонтиране). Следователно пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране са „неограничени“.

(199) Въпреки това като част от сделката белгийската държава пое финансова отговорност за „допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO“ или „дисинергии при извеждането от експлоатация“. Двете основни разглеждани категории са увеличението на разходите след въвеждането в експлоатация (експлоатационни и проектни разходи) и увеличението на разходите за извеждане от експлоатация и демонтиране в резултат от проекта за LTO (експлоатационни, проектни и инвестиционни разходи). В бележки под линия 85 и 86 от решението за откриване на процедурата са предоставени примери за това в какво конкретно се състоят тези дисинергии при извеждането от експлоатация. Крайната сума на „дисинергиите при извеждането от експлоатация“ е резултат от оценката на въздействието на проекта за LTO и не покрива никакви оперативни разходи, свързани с текущото управление или обичайните дейности. Крайната сума на „дисинергиите при извеждането от експлоатация“ е резултат от оценката на въздействието на проекта за LTO върху различни подкатегории разходи, тъй като изместването на извеждането от експлоатация на два реактора влияе върху планирането, организацията, графика и необходимостта от определени инвестиции в даден момент ([102]). Нито BE-NUC, нито белгийската държава носят каквато и да е друга отговорност за пасивите за извеждане от експлоатация.

(200) Както е обяснено в съображение 168 от решението за откриване на процедурата, тъй като е имало разногласие между Electrabel и белгийската държава относно размера на дисинергиите при извеждането от експлоатация, на CPN/CNV е било възложено да вземе решение по този въпрос, а към момента на решението за откриване на процедурата окончателната сума все още не е била известна. На 24 юни 2024 г. CPN/CNV одобри сумата от [100—500] милиона евро (в номинално изражение), а на 16 октомври 2024 г. CPN/CNV уведоми Белгия и Engie, че окончателната сума за плащане възлиза на [100—500] милиона евро в края на 2024 г. ([103]). Размерът за дисинергиите при извеждането от експлоатация, които ще бъдат изплатени от белгийското правителство, представлява фиксирана еднократна сума, която не може да бъде увеличена в случай на по-високи от предвидените допълнителни разходи; ако обаче развитието на проекта за LTO не продължи според очакванията, белгийската държава ще получи възстановяване на разходите.

(201) Белгия твърди, че в споразумението за отпадъците е предвиден и обширен пакет за сигурност с цел да се гарантира, че „неограничените пасиви от ядрени дейности“ ще бъдат поети от икономически жизнеспособен оператор на ядрена централа:

а) Увеличението на пасивите за извеждане от експлоатация (за блоковете от типа LTO, както и за блоковете, които не са от типа LTO) в резултат от проекта за LTO, за което продължава да носи отговорност белгийската държава, представлява еднократно окончателно плащане, с което се гарантира, че всички рискове, свързани с извеждането от експлоатация и демонтирането, остават в рамките на отговорността на оператора на ядрената централа (вж. съображение 200).

б) Неограничените пасиви от ядрени дейности продължават да бъдат предмет на пруденциален надзор от страна на CPN/CNV, както и преди споразумението за отпадъците (*т.е.* тригодишен преглед на разходите за извеждане от експлоатация, инвестициите и др.).

([102]) Белгия твърди, че въздействието на проекта за LTO върху съществуващата програма за извеждане от експлоатация може да бъде отрицателно (дисинергия) или положително (синергия). Общата сума е изчислена като отрицателна (дисинергии), въпреки че са взети предвид и положителните въздействия.

([103]) В случай че приключването на сделката се осъществи след 31 декември 2024 г., сумата ще бъде увеличена с [0—0,500] милиона евро на месец, за да бъде отчетено съответното увеличение от [0—5] % на годишна база.

в) Наред с други мерки, са предприети следните мерки за осигуряване на икономическата жизнеспособност на оператор на ядрената централа:

— защитен периметър на активите, оставащи в рамките на отговорността на Electrabel (вж. съображение 181);

— намалени прагове за капиталистическите решения, които подлежат на одобрение от страна на CPN/CNV (вж. съображение 175 от решението за откриване на процедурата);

— условия за вътрешногрупови заеми;

— гаранция от страна на дружеството майка (PCG) (вж. съображения 57 и 174 от решението за откриване на процедурата); както и

— разширени задължения за предоставяне на информация.

3.3.2.5. Въздействие на споразумението за отпадъците върху финансовите мерки по компонент 1

(202) Белгия твърди, че споразумението за отпадъците може да бъде оценено отделно от другите части на мярката.

(203) Първо, Белгия твърди, че споразумението за отпадъците се отнася не само до блоковете от типа LTO, а до всички седем ядрени реактора в Белгия. При свързаните с ядрените дейности провизии, на които се основават ограничените суми, се отчитат всички провизии, които трябва да бъдат направени до първоначалните законоустановени крайни срокове на седемте ядрени реактора (вж. таблица 1).

(204) Второ, както е посочено в съображение 170 от решението за откриване на процедурата, разходите, свързани с експлоатационните отпадъци и отработеното гориво, произведени от блоковете от типа LTO през периода на LTO, ще бъдат покрити от съсобствениците на тези блокове (BE-NUC и Luminus), като това включва разходите за привеждане на експлоатационните отпадъци в съответствие с CTC, както и такса за корекция на обема за тези допълнителни обеми. Electrabel и допринасящите дружества ще установят провизии за радиоактивни експлоатационни отпадъци в съответствие с приложимите счетоводни правила. Тези допълнителни разходи са отразени във финансовия модел при подписване, на който се основават мерките за финансова подкрепа по компонент 1 на проекта за LTO и следователно са взети предвид при калибрирането на подмерките в компонент 1.

(205) Трето, операторът на ядрената централа продължава да бъде отговорен за извеждането от експлоатация и демонтирането на всички седем ядрени реактора в Белгия. Тези разходи не са отразени нито в споразумението за отпадъците, нито във финансовия модел при подписване. Има едно изключение, свързано с увеличението на пасивите за извеждане от експлоатация (за блоковете от типа LTO, както и за блоковете, които не са от типа LTO), произтичащи от проекта за LTO, за който е определена и одобрена от CPN/CNV фиксирана еднократна сума, която ще бъде изплатена еднократно от белгийските органи. Размерът на тези дисинергии е взет предвид във финансовия модел при подписване.

3.3.3. *Компонент 3: Правна защита*

(206) Както е отбелязано в раздел 3.5 от решението за откриване на процедурата, споразумението между белгийската държава и Engie включва и разпоредби относно правната защита, в които се определя споделянето на риска в случай на някои бъдещи законодателни промени. Правното основание за защита на Engie срещу определени промени в закона се предоставя в глава 4 от Закона „Феникс“. Въпреки това отношенията между страните относно обезщетенията в случай на такива промени в законодателството ще се уреждат единствено с разпоредбите на споразумението за изпълнение.

(207) В тези разпоредби, сключени с Engie и Electrabel, се предвижда, че ако федералното правителство или федералният парламент на Белгия приемат нови разпоредби, отнасящи се специално до операторите на ядрени централи в Белгия или до ядрените дейности на Electrabel, които имат отрицателно въздействие върху съществените условия на сделката, белгийската държава ще обезщети Engie (или едно от засегнатите дружества от групата Engie) за преките загуби, които действително понася в резултат на това. Това включва и плащанията, които Engie трябва да направи към в контекста на това обезщетение. В съответствие с белгийското законодателство ищецът трябва да докаже претенцията си, а размерът на обезщетението ще бъде определен от съд или чрез арбитражна процедура. Белгийските съдилища са компетентни по този въпрос, но има реципрочна възможност за арбитраж при Комисията на ООН по международно търговско право (UNCITRAL).

(208) Тази разпоредба не се прилага, ако правното изменение е резултат от транспонирането на европейското или международното право, освен ако федералното правителство или федералният парламент на Белгия не са предизвикали или активно насърчили съществуването и съдържанието на такова законодателство на друго равнище (международно, наднационално, европейско, регионално, общинско и др.) или са предизвикали или активно насърчили съдебно решение.

(209) Както е посочено в съображение 180 от решението за откриване на процедурата, Белгия твърди, че практиката на Комисията за вземане на решения предполага, че защитата срещу промяна в законодателството може да представлява държавна помощ. В това отношение Белгия се позовава на решението на Комисията относно удължаването на експлоатационния срок на три други ядрени реактора в Белгия, в което Комисията разгледа клаузите за обезщетение в споразуменията, сключени между белгийската държава и собствениците на атомни електроцентрали. Вследствие на това Белгия стига до заключението, че споразумението за правна защита между белгийската държава и Engie би могло да предполага предоставянето на избирателно икономическо предимство на Engie.

3.3.4. *Алтернативни възможности за финансиране*

(210) Белгия твърди, че удължаването на експлоатационния срок на двата ядрени реактора изисква отделен пакет за подкрепа поради особеното икономическо положение и специфичния рисков профил на ядрената енергия.

(211) Както е отбелязано в съображение 22 от решението за откриване на процедурата, Electrabel не е предвидило никакви провизии за LTO, тъй като преди март 2022 г. беше планирано всички белгийски ядрени активи да бъдат затворени най-късно до 2025 г. съгласно закона за постепенното спиране на ядрената енергия в Белгия. След решението за удължаване на експлоатационния срок на Doel 4 и Tihange 3 възникна спешна необходимост от обновяване на блоковете от типа LTO. Предвид строгия график и увеличените разходи за гориво и други необходими части през последните години несигурността относно инвестиционните разходи по проекта за LTO е значителна.

(212) Белгийските органи разгледаха алтернативни механизми за подкрепа, например включването на ядрените технологии в белгийския механизъм за осигуряване на капацитет, фиксирана премия за захранване, еднопосочен CfD или модел на RAB.

(213) Според белгийските органи предвид посочените в раздел 3.1 неефективности на пазара тези алтернативи бяха счетени за по-малко целесъобразни за подкрепа на проекта за LTO поради следните причини:

а) Въпросите, свързани с потенциалния ликвиден недостиг и специфичния рисков профил на блоковете от типа LTO, не могат да бъдат решени по подходящ начин чрез участие в СМ, тъй като: i) СМ представлява конкурентен процес с годишни търгове, които по дефиниция имат несигурен резултат за участниците, а това е несъвместимо с решението на Белгия да включи ядрената енергия като част от енергийния си микс, ii) възнаграждението чрез търговете в рамките на СМ е несъвместимо с графика за удължаване на експлоатационния срок, при който инвестициите трябва да започнат възможно най-скоро, за да може да се осигури разполагаемост на блоковете от типа LTO до ноември 2025 г., и iii) чрез СМ се предоставя решение единствено на ликвидния недостиг на инвестиционния проект, без да се разглеждат специфичните рискове, на които е изложен операторът на ядрената централа.

б) С фиксирана премия за захранване ще бъде осигурена една и съща сума за всяка единица електроенергия (независимо от равнището на цените на едро), което би довело до потенциална свръхкомпенсация или недостатъчна компенсация, водещо до прекомерен остатъчен пазарен риск за оператора.

в) При еднопосочен договор за разлика (CfD) от производителите няма да се изисква да изплащат пазарни приходи над цената на упражняване, което би довело до потенциална свръхкомпенсация.

г) Прилагането на модел на RAB за ядрени блокове е по-подходящо при нови инвестиции в ядрени мощности, за да се ограничи рискът във връзка с периода на строителство и големите капиталови разходи.

(214) Белгия твърди, че с двупосочния CfD, в комбинация с другите подмерки от пакета за подкрепа, необходимата подкрепа се осигурява на по-ниска цена за потребителите в сравнение с алтернативните механизми за подпомагане чрез заплащане.

3.4. **Бенефициери**

(215) Както е отбелязано в съображение 181 от решението за откриване на процедурата, крайните бенефициери на мярката, за която е постъпило уведомление, са i) Engie, като дружество майка на Electrabel, което е единствен оператор и съсобственик на блоковете от типа LTO (89,807 %), и като пряка страна по споразумението за изпълнение, сключено с белгийското правителство, и ii) EDF S.A. (EDF), като крайно дружество майка на Luminus, което е съсобственик на блоковете от типа LTO (10,193 %), и едно от допринасящите дружества, и като дружество майка на EDF Belgium, което е сред допринасящите дружества. Комисията не е открила причини да промени оценката си на основните бенефициери по време на официалното разследване.

(216) Комисията обаче е съгласна с гледната точка на Белгия относно определянето на бенефициерите по компонент 1 от мярката. По-специално в мненията си относно решението за откриване на процедурата Белгия твърди, че BE-NUC (JV между белгийската държава и Electrabel) и Luminus, а не Electrabel и Luminus, са преките бенефициери на CfD, заемите за SDC, MOCP и WCF. Въпреки това Electrabel, като акционер на BE-NUC и настоящ съсобственик на блоковете от типа LTO, може да се счита и за важен бенефициер на тези подмерки по компонент 1. Що се отнася до другите подмерки по компонент 1, с които се осигурява подкрепа за експлоатацията и поддръжката на блоковете от типа LTO, Electrabel е пряк бенефициер като оператор на ядрената централа и акционер в BE-NUC заедно с белгийската държава, а Luminus е непряк бенефициер като съсобственик на блоковете от типа LTO. Съгласно точки 115 и 116 от Известието на Комисията относно понятието за държавна помощ предимство може да бъде предоставено и на предприятия, различни от тези, на които директно са прехвърлени държавни ресурси (непряко предимство). Luminus се възползва от комбинацията от подмерки по компонент 1 чрез предоставената на проекта за LTO от тях възможност за ограничаване на експлоатационните рискове и риска от изпадане в неплатежоспособност, без самото дружество да участва пряко в тези подмерки. Следователно може да се счита, че Luminus получава непряко предимство от тези подмерки. Това непряко предимство не се отнася за EMSA, тъй като Luminus е собственик на своя дял от електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO, и ще управлява продажбата на електроенергията самостоятелно, нито за ASA, което ще бъде сключено между Electrabel и BE-NUC.

(217) Що се отнася до компонент 2 от мярката, за която е постъпило уведомление, прехвърлянето на пасивите за ядрени отпадъци и отработено гориво и споразумението за пасивите за извеждане от експлоатация са в полза на оператора на ядрената централа, Electrabel, както и на Luminus и EDF Belgium в ролята им на допринасящи дружества, които, заедно с оператора, са финансово отговорни за пасивите за ядрени отпадъци и извеждане от експлоатация.

(218) Що се отнася до компонент 3 от мярката, за която е постъпило уведомление, благодарение на правната защита се предвижда право на обезщетение при едностранни мерки, приети от белгийската държава, които засягат или се прилагат конкретно за операторите на ядрените блокове в Белгия и водят до неблагоприятни промени в съществените условия на сделката. Следователно преките бенефициери са Engie като дружество майка на Electrabel, оператор (и съсобственик) на ядрените реактори в Белгия, и BE-NUC. Подобно на някои от подмерките по компонент 1, въпреки че Luminus не участва пряко в мерките за правна защита по компонент 3, то получава непряко предимство, като дружеството ще бъде обезщетено и в случай на правни промени, засягащи проекта за LTO (вж. раздел 3.3.3). Следователно Luminus е непряк бенефициер по компонент 3 от мярката.

3.5. **Правно основание и прозрачност**

(219) Както е разяснено в раздел 3.7 от решението за откриване на процедурата, за проекта за LTO са необходими редица законодателни промени, обобщени в настоящия раздел.

3.5.1. *Изменение на закона за постепенното спиране на ядрената енергия*

(220) Със закона за постепенното спиране на ядрената енергия от 2003 г. насам се организира постепенното спиране на производството на електроенергия чрез ядрена енергия в Белгия, като той вече е изменян три пъти, за да се даде възможност за удължаване на експлоатационния срок на Tihange 1, Doel 1 и Doel 2.

(221) За удължаването на експлоатационния срок на Doel 4 и Tihange 3 с 10 години е необходимо още едно изменение на закона за постепенното спиране на ядрената енергия. Промените са въведени с т.нар. „Закон за изменение на закона за постепенното спиране на ядрената енергия“, одобрен от Парламента на пленарно заседание на 18 април 2024 г., подписан от краля на 26 април 2024 г. и публикуван в Държавен вестник на Белгия на 5 юни 2024 г.

(222) В съответствие с Директива 2011/92/ЕС на Европейския парламент и на Съвета ([104]), Директива 92/43/ЕИО на Съвета ([105]) и Директива 2009/147/ЕО на Европейския парламент и на Съвета ([106]) Белгия твърди, че е необходима и е извършена оценка на въздействието върху околната среда с трансгранични консултации ([107]).

3.5.2. *„Законът „Феникс“*

(223) Различните елементи на проекта за LTO се прилагат чрез отделен „Закон за гарантиране на сигурността на доставките в енергийния сектор и реформиране на сектора на ядрената енергия“, наричан още „Законът „Феникс“. Подробно описание на различните глави от Закона „Феникс“ е предоставено в съображение 191 от решението за откриване на процедурата. Законът „Феникс“ беше одобрен от парламента на пленарно заседание на 18 април 2024 г. и подписан от краля на 26 април 2024 г. Публикуван е в Държавен вестник на Белгия на 5 юни 2024 г.

3.5.3. *Закони за структурата на белгийското правителство*

(224) Както е отбелязано в съображение 193 от решението за откриване на процедурата, белгийската държава е създала две нови публични предприятия, които ще поемат определени отговорности във връзка с проекта за LTO:

а) BE-WATT: автономна служба с независимо счетоводно отчитане, учредена с т.нар. „Закон за BE-WATT“, която ще стане акционер в BE-NUC от името на белгийското правителство и ще бъде насрещна страна по RA; както и

б) Hedera: нова държавна институция *sui generis* с юридическа правосубектност, учредена по силата на т.нар. „Закон за Hedera“, която поема финансовата отговорност за прехвърлените пасиви за ядрени отпадъци и отработено гориво и управлява ограничените количества.

(225) Законът за BE-WATT и Законът за Hedera бяха одобрени от парламента на пленарно заседание на 18 април 2024 г. и подписани от Краля на 26 април 2024 г. Публикувани са в Държавен вестник на Белгия на 5 юни 2024 г.

3.5.4. *Кралски укази*

(226) Първо, с кралския указ за разрешенията се регулира издаването на разрешителни за инсталации, където се кондиционират ядрени отпадъци. Този кралски указ е изменен, за да се даде възможност за издаването на разрешителни за инсталации за кондициониране, където се кондиционират ядрени отпадъци в съответствие с договорните критерии за прехвърляне. Ще бъде въведена отделна категория за издаване на разрешителни за инсталации за кондициониране, в които се кондиционират отпадъци в съответствие с договорните критерии за прехвърляне. Приет е на 11 юли 2024 г. и е публикуван в Държавен вестник на Белгия на 15 юли 2024 г.

(227) Второ, с кралския указ за договорните критерии за прехвърляне се определят договорните критерии за прехвърляне и категоризацията на пакета с отпадъци, както и начина, по който се използва кредитът за обем. Приет е на 11 юли 2024 г. и е публикуван в Държавен вестник на Белгия на 15 юли 2024 г.

3.6. **Бюджет и финансиране**

(228) Белгия ще финансира общото необходимо финансиране на проекта за LTO чрез общия държавен бюджет, включително потенциалната възвръщаемост от двупосочния CfD.

([104]) Директива 2011/92/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 13 декември 2011 г. относно оценката на въздействието на някои публични и частни проекти върху околната среда. (ОВ L 26, 28.1.2012 г., стр. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Директива 92/43/ЕИО на Съвета от 21 май 1992 г. за опазване на естествените местообитания и на дивата флора и фауна (ОВ L 206, 22.7.1992 г., стр. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Директива 2009/147/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 30 ноември 2009 г. относно опазването на дивите птици (ОВ L 20, 26.1.2010 г., стр. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Допълнителна информация относно тези трансгранични уведомления, адресирани до други държави — членки на ЕС, в съответствие с член 7 от Директивата за ОВОС (включително всички получени реакции), може да бъде намерена на специалната страница на отдел „Икономика“ на FPS.

(229) Както е отбелязано в съображение 200 от решението за откриване на процедурата, Белгия изчислява, че капиталовите разходи на проекта за LTO възлизат на [2—2,5] милиарда евро, а общите оперативни разходи за целия експлоатационен срок са [7 000—8 000] милиона евро.

(230) Нетното въздействие върху държавния бюджет на Белгия е двойно: първо, чрез вноска в дяловия капитал на JV в размер на 24,7 милиона евро, и второ, чрез нетната стойност на мерките, дължима от насрещната страна по RA. Белгия твърди, че очакваните бюджетни разходи зависят не само от прогнозите за разходите, но и от прогнозите за цените/приходите на енергийния пазар, тъй като проектът за LTO ще бъде финансиран от комбинация от пазарни приходи, плащания на разлики съгласно CfD, минимални OPEX и капиталови плащания, както и заеми за SDC.

(231) Съгласно базовата прогноза на финансовия модел при подписване през целия експлоатационен срок на проекта насрещната страна по RA ще получи обща нетна номинална сума от [0—500] милиона евро.

(232) Ако обаче цените на електроенергията се променят в съответствие с по-ниска прогноза, разходите за мярката за белгийското правителство ще се увеличат с [4 000—4 500] милиона евро поради по-високите плащания по CfD. В случай на неочаквано събитие, при което има неразполагаемост и на двете атомни електроцентрали, насрещната страна по RA ще има също задължението да предостави допълнителна подкрепа в размер на [500—1 000] милиона евро за всяка година на неразполагаемост. При отрицателен сценарий с ниски цени на електроенергията и 12-месечно събитие, водещо до неразполагаемост, насрещната страна по RA ще трябва да осигури обща нетна (номинална) сума от [4 000—4 500] милиона евро за целия експлоатационен срок на проекта, *т.е.* бюджетът на мярката ще бъде приблизително [40—50] % от общите капиталови и оперативни разходи.

3.7. Кумулиране

(233) Белгия потвърждава, че мярката не може да се натрупва с друга помощ, получена за покриване на същите разходи, които ще бъдат направени по проекта за LTO. Белгия твърди, че не се предвижда включването на други средства освен държавния бюджет във финансирането на проекта за LTO, и потвърждава, че няма да се използват средства от Съюза.

3.8. Основания за откриване на официалната процедурата по разследване

(234) Комисията прие решението за откриване на процедурата на 22 юли 2024 г. Комисията стигна до предварителното становище, че мярката представлява държавна помощ, и изрази съмнения относно съвместимостта с вътрешния пазар съгласно член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС. В решението за откриване на процедурата Комисията изрази съмнения относно необходимостта, целесъобразността и пропорционалността на помощта, относно ненарушаването на правото на Съюза и относно потенциално неоправдано нарушаване на конкуренцията на конкуренцията и търговията.

(235) Първо, що се отнася до необходимостта от помощта, Комисията изрази съмнения относно мерките за финансова подкрепа по компонент 1. Въпреки че Комисията признава, че може да е необходимо операторът на ядрената централа и собствениците на ядрените реактори да имат стабилен източник на приходи предвид несигурността, свързана с бъдещата пазарна цена на електроенергията, Комисията повдигна въпроса дали са необходими всички допълнителни мерки за финансова подкрепа освен двупосочния CfD. По-специално Комисията имаше съмнения относно създаването на JV, в което белгийското правителство ще бъде акционер, минималните оперативни разходи и капиталово плащане, както и заемите за SDC.

(236) Второ, що се отнася до целесъобразността на помощта, Комисията отново изрази съмнения относно мерките за финансова подкрепа по компонент 1. Комисията искаше да проучи допълнително предложения от Белгия модел на двупосочния CfD, тъй като изглеждаше, че в него липсват целесъобразни стимули за реагиране на пазарните обстоятелства и за планиране на поддръжката по най-ефективния начин (включително цената DAM, използвана като референтна пазарна цена в модела на CfD). Освен това Комисията повдигна въпроса дали чрез комбинацията от мерки за възнаграждение не се премахва твърде голям дял от пазарните и оперативните рискове за бенефициерите.

(237) Трето, що се отнася до пропорционалността на помощта, Комисията изрази съмнения относно пропорционалността на няколко от мерките за финансово възнаграждение (включително заемите за SDC и MOCP). Комисията счете, че тези мерки са съчетани с CfD и се очаква да достигнат целевата норма на възвръщаемост от 7 %, която може да бъде оценена само по отношение на самите мерки и намаляването на риска, което те осигуряват. Следователно Комисията счете, че към момента на решението за откриване на процедурата не може да оцени пропорционалността на тази целева норма на възвръщаемост *in abstracto* и стигна до заключението, че оценката на пропорционалността може да бъде изготвена единствено след оценката на целесъобразността на мерките. Освен това Комисията имаше съмнения относно установяването на размера на еднократното плащане в размер на 15 милиарда евро с оглед прехвърлянето на пасивите за ядрени отпадъци и отработено гориво (по-специално относно използвания дисконтов процент и размера на рисковата премия), както и относно размера на допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO (който все още не беше известен към момента на решението за откриване на процедурата).

(238) Накрая, Комисията повдигна въпроса дали е възможно нецелесъобразният модел на CfD и кумулирането на всички мерки за финансова подкрепа да доведат до неоправдано изкривяване на пазара. Освен това Комисията се нуждаеше от допълнителни уверения относно самоличността и независимостта на субекта, който ще продава продукцията на блоковете от типа LTO на пазара в рамките на ЕАМБ.

4. **ПОЗИЦИЯТА НА БЕЛГИЯ**

(239) На 22 август 2024 г. Белгия изпрати своя отговор на решението за откриване на процедурата. В становището си Белгия предостави допълнителни независими анализи, изготвени от Compass Lexecon, относно модела на CfD, заемите за SDC и MOCP (предоставени на 22 август), както и относно тавана на отпадъците (предоставен на 30 август 2024 г.) в отговор на съмненията, изразени от Комисията в решението за откриване на процедурата, относно необходимостта, целесъобразността и пропорционалността на пакета от мерки за финансова подкрепа (компонент 1 от мярката за помощ), относно пропорционалността на споразумението за отпадъците (компонент 2 от мярката за помощ), относно съответствието на модела на CfD с правото на Съюза и относно потенциалното неоправдано нарушаване на конкуренцията и търговията.

(240) В отговора на Белгия на решението за откриване на процедурата се обсъжда първоначалната мярка (проекта за LTO), както е описана в решението за откриване на процедурата. Настоящата мярка включва промени в сравнение с първоначалната мярка (въведени в отговор на съмненията, изразени от Комисията в решението за откриване на процедурата), които са подробно изложени в раздел 3 от настоящото решение.

(241) Изложените от Белгия доводи са описани по-подробно по-долу.

4.1. **Позицията на Белгия относно пакета от финансови мерки (компонент 1)**

4.1.1. *Целесъобразност на модела на CfD*

(242) Белгия се съгласи с Комисията, че насърчаването на съобразени с пазара стимули и минимизирането на потенциалното неоправдано нарушаване са от основно значение при проектирането на механизми за подкрепа.

(243) Според Белгия, чието становище е подкрепено от независим допълнителен икономически анализ, изготвен от Compass Lexecon ([108]), техническите, регулаторните и икономическите ограничения на блоковете от типа LTO (вж. също раздел 2.1) оформят осъществимостта и целесъобразността на модела на CfD. По-специално Белгия твърди, че предоставянето на икономически стимули за оператора на ядрената централа, за да реагира на пазарните обстоятелства в ситуации, в които способността за реагиране е ограничена, може да доведе до неоптимално разпределение на рисковете и увеличаване на несигурността на бъдещите приходи без възможност за смекчаване на последиците. Следователно по-високите рискове за бенефициера, които не могат да бъдат поети чрез оперативни такси, могат да доведат до влошен профил на риска и възвръщаемостта на инвестициите и икономически дисбаланс на схемата (*напр.* при който е необходима по-висока целева IRR). Следователно очакваното въздействие върху разходите за подкрепа трябва да бъде балансирано с разходите за насрещната страна по RA при пряко поемане на съответния риск.

([108]) Compass Lexecon, Докладна записка — Модел на CfD, 22 август 2024 г.

(244) Освен това Белгия твърди, че търговската дейност на блоковете от типа LTO и съответните решения за наддаване представляват икономическият сравнителен показател за модел на CfD, при който се поддържа съобразено с пазара поведение.

(245) В разглеждания случай Белгия припомня, че различни технически и оперативни ограничения водят до силно ограничаване на свободата на действие за промяна на графика за поддръжка и за модулиране, а оттам и на потенциала за създаване на стойност, свързан с повишените икономически стимули:

а) Блоковете от типа LTO са изправени пред оперативни ограничения, за да се гарантира сигурността на доставките през зимните периоди, както и пред технически и правни изисквания за (пре)планиране на прекъсванията.

б) Техническият дизайн на блоковете от типа LTO е оптимизиран за експлоатация като базови централи, което има значителни последици за регулирането на безопасността и води до ограничаване на възможностите за модулиране (*напр.* най-много 30 модулации на горивен цикъл, с потенциален риск от автоматично изключване).

в) Оперативните и модулационните ограничения и свързаните с тях рискове се превръщат в алтернативни разходи за оператора на ядрената централа (*напр.* риск от пропуснати приходи в случай на автоматично изключване, пропуснати възможности за модулиране поради достигане на тавана на модулациите преди края на цикъла).

(246) Белгия твърди, че предвид оперативните ограничения и свързаните с безопасността ограничения на блоковете от типа LTO характеристиките на някои алтернативни модели на CfD, описани по-долу, не биха довели до по-ефективно разпределение на рисковете и стимулиране на съобразено с пазара поведение отколкото предложеният модел. По-специално Белгия заяви, че в някои случаи използването на дългосрочни референтни цени и референтно количество може да насърчи ефикасни решения за диспечиране/експлоатация, тъй като декорелира плащанията по CfD от отчетената пазарна цена. Възможно е обаче това да не е целесъобразно в настоящия случай предвид оперативните ограничения на блоковете от типа LTO и единния модел на разполагаемост по време на дейностите по LTO, както е обяснено по-долу:

а) Първо, при използването на цената на дългосрочните продукти като алтернатива MRP (*напр.* фючърси, годишни средни стойности на DA) вместо цената DAM не се отчита единният модел на разполагаемост в периода на дейностите по LTO, тъй като това може да предполага значителен риск от несъответствие между референтната цена и отчетените цени, който не би бил ефективно хеджиран или управляван от BE-NUC чрез оперативни такси (вж. съображение 98). Различните контексти и оперативни ограничения обаче могат да оправдаят алтернативна MRP.

б) Второ, изчисляването на размера на възнаграждението въз основа на референтно количество, а не на действителното производство, може да доведе до допълнителни пазарни рискове, които не биха били ефективно хеджирани или управлявани от BE-NUC. И в този случай използването на референтни количества може да е целесъобразно в различни контексти и при различни технологични и оперативни ограничения.

в) Същевременно, както е обяснено по-горе в съображения 11 и 12, поради строгите оперативни и модулационни ограничения, които се прилагат за блоковете от типа LTO, потенциалът за допълнително създаване на стойност, свързан с увеличените пазарни стимули в резултат на характеристики на алтернативни модели на CfD, би бил ограничен в сравнение с избрания модел на CfD (вж. по-долу).

(247) Според Белгия целта на избрания модел на CfD, в комбинация със специфичните му договорености (MPRA и споразумението за модулирането), е да се балансира експозицията на пазарен риск с оперативни стимули в подкрепа както на инвестициите, така и на краткосрочната пазарна ефективност. Това насърчава навременни реакции на пазарните сигнали, без да води до ненужна сложност, и е съобразено с техническите и регулаторните ограничения на блоковете от типа LTO. В тази връзка Белгия се позова на:

а) MPRA, чрез който се осигурява целесъобразен стимул за производство в периоди на високи пазарни цени, предвид (ограничената) налична свобода на действие за коригиране на графиците за поддръжка; както и

б) споразумението за модулирането, което е проектирано така, че всъщност да отговаря на техническите и регулаторните ограничения и основаната на пазара експлоатация на блоковете от типа LTO. Фиксираният праг на модулациите е предназначен да се постигне баланс между потенциалните ползи от модулирането със свързаните с нея алтернативни разходи въз основа на прост механизъм.

(248) Поради посочените по-горе причини Белгия стигна до заключението, че опасенията на Комисията относно целесъобразността на модела на CfD в решението за откриване на процедурата са неоснователни.

(249) Въпреки това по време на официалното разследване Белгия реши да измени модела на CfD и механизма MPRA с оглед засилване на съобразените с пазара стимули и отчитане на пазарните развития.

а) Първо, Белгия реши да промени модела на CfD, като предостави правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране на партньора по EMSA (с което премахна споразумението за модулирането от първоначалния модел) и като замени фиксираното възнаграждение на партньора по EMSA с комбинация от фиксирана и променлива такса, с което осигури стимули за динамично модулиране, отчитащо както пазарните развития, така и техническите ограничения (и потенциалните рискове от автоматично изключване) на блоковете от типа LTO. За подробно описание на изменената формула за изчисляване на възнаграждението вж. раздел 3.3.1.5.2.

б) Второ, Белгия подсили механизма MPRA, така че очакваната и реализираната IRR да следват по-точно променящите се пазарни условия. За подробно описание на това изменение вж. раздел 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Структура на JV*

(250) Electrabel и белгийската държава предвиждат създаването на съвместно предприятие с 50/50 дялово участие, което ще притежава съответните активи, позволяващи да продължи експлоатацията на блоковете от типа LTO.

(251) Белгия заяви, че този подход дава възможност на белгийската държава да контролира съвместно проектното дружество, тъй като двамата акционери влизат в JV при равни условия и като акционери носят еднакво ниво на риск (съответстващо на обичайните рискове и финансиране при акционерите) и възнаграждения (по-специално дивиденти). Освен това белгийската държава има възможност да запази част от собствеността на съответната критична инфраструктура.

4.1.3. *MOCP и заеми за SDC*

(252) Белгия обясни, че ако приходите на BE-NUC не са достатъчни, за да покрият разходите, необходими за експлоатацията на блоковете от типа LTO (разходите по споразумението за E&П и други капиталови разходи за експлоатация, гориво и поддръжка), то белгийската държава, като насрещна страна по RA, е длъжна да извърши плащане за покриване на недостига към BE-NUC (и Luminus). В тази връзка BE-NUC трябва ще представя годишен отчет за изравняване на салдата по сметки. Това плащане за минималните оперативни разходи е с цел да се осигурят достатъчно парични средства за покриване на тези разходи, за да се защити дългосрочната жизнеспособност и платежоспособност на BE-NUC. Освен това насрещната страна по RA ще предостави капиталово плащане, което се състои от 50 % защита на разходите за инвестирания капитал във връзка с амортизираните капиталови разходи за удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO. Минималните оперативни разходи и капиталовото плащане заедно се наричат MOCP и се прилагат от датата на рестартиране на LTO.

(253) Белгия обясни, че ще предостави и средства за усвояване както на BE-NUC, така и на Luminus, считано от 1 юли 2025 г., за да се финансират разходите за експлоатация и поддръжка, направени по време на определени периоди на изключване съгласно клауза 3.2(A) от RA („Осигуряване на заеми за SDC“). По-конкретно вместо допълнителен капитал белгийската държава ще предостави на BE-NUC и Luminus заеми за SDC с ограничен лихвен процент, подлежащи на изплащане съгласно определен график за погасяване, които ще бъдат финансирани на два транша:

а) разходите по време на изключването на атомните електроцентрали (1 юли 2025 г. за Doel 4 и 1 септември 2025 г. за Tihange 3) и до датата на рестартиране на LTO; както и

б) разходите по време на планираните дейности по LTO в периода от датата на рестартиране на LTO до 31 декември 2028 г. (за да се избегнат съмнения, всички допълнителни загуби, причинени от непланирани прекъсвания, се покриват от MOCP).

(254) Белгия обясни, че MOCP е насочено към рискове с голямо въздействие, водещи до загуби по време на фазата на експлоатация. Заедно със заемите за SDC по време на фазата преди рестартирането тези мерки са от съществено значение, за да се гарантира, че проектът осигурява достатъчно парични потоци, за да се плати на оператора на ядрената централа и да се поддържа дългосрочната оперативна жизнеспособност. Белгия твърди, че без тези мерки атомната електроцентрала може да бъде изправена пред несъстоятелност в случай на продължителни прекъсвания или регулаторни (политически) промени, които водят до неразполагаемост.

(255) За да обоснове допълнително тези твърдения, Белгия представи следните наблюдения, подкрепени от независим анализ, изготвен от Compass Lexecon ([109]):

а) Търговските инвестиции в ядрени активи са изложени на неконтролируеми рискове с голямо въздействие, свързани с регулирането/политиките и технологиите, което може да повлияе на разполагаемостта на електроцентрали. Ядрените проекти имат структура с основно фиксирани разходи, което прави финансовите им резултати особено чувствителни към периоди на неразполагаемост. За разлика от модела на RAB, една схема от типа CfD не е достатъчна сама по себе си, за да се преодолеят тези рискове от неразполагаемост с голямо въздействие, поради което е необходим допълнителен механизъм за управление на риска.

б) MOCP е необходим за частично хеджиране срещу сценарии, включващи значителни загуби, които биха могли да застрашат икономическата и финансова жизнеспособност (и платежоспособност) на блоковете от типа LTO. Заемите за SDC са необходими за финансиране на фиксираните оперативни разходи, необходими за поддръжката на блоковете от типа LTO преди рестартирането им и по време на планираните дейности по удължаване на експлоатационния срок на LTO.

в) Като се имат предвид миналите резултати от белгийски и чуждестранни атомни електроцентрали, не е малко вероятно да възникне значително събитие, водещо до неразполагаемост, което да засегне и двата ядрени блока през значителна част от годината. В бъдеще се очаква тези системни рискове да се засилят със свиването на ядрения парк на Белгия от 2025 г. нататък. Освен това е възможно да има по-чести, по-леки събития, които все пак биха довели до загуби за проекта за LTO, което допълнително оправдава необходимостта от механизма MOCP.

(256) Следователно Белгия стигна до заключението, че MOCP и заемите за SDC са целесъобразни и пропорционални:

а) MOCP не защитава проекта за LTO от всички оперативни рискове, което го прави целесъобразен, тъй като мярката е необходима само за справяне със значителни събития на неразполагаемост и предотвратяване на несъстоятелност на BE-NUC. Акционерите продължават да носят други оперативни рискове, което води до множество сценарии, при които има намалена рентабилност и не се постига IRR на проекта от 7 % дори с въведената мярка за помощ.

б) MOCP е пропорционално, тъй като е ограничено до плащания за покриване на недостига, необходими за избягване на загуби (компонент „Минимални оперативни разходи“), и в случай на инвестиционни загуби (*т.е.* отрицателна IRR на проекта) се покриват само 50 % от вноските в дяловия капитал (компонент „Капиталово плащане“). С други думи дори при наличието на MOCP акционерите могат да загубят до 50 % от инвестицията си.

в) Заемът за SDC осигурява ликвидност под формата на финансиране, ограничено до недостига на приходи, така че помощта е целесъобразна.

г) Заемът за SDC е пропорционален, тъй като е сведен до минимум, за да се смекчат загубите, и е свързан с разходи, тъй като се изплаща с лихва.

(257) След официалната процедура по разследване Белгия реши да въведе ограничение на потенциалните плащания по MOCP в размер на максимум 2 милиарда евро, като упражни правото(ата) си за прекратяване съгласно RA, освен ако анализ на белгийската държава не покаже, че подобно прекратяване може да повлияе неблагоприятно на сигурността на доставките на Белгия и/или че прекратяването не би било целесъобразно от финансова гледна точка. За повече подробности вж. раздел 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Акционерни заеми и WCF*

(258) Според Белгия белгийската държава и Electrabel, в ролята си на акционери, се съгласяват да финансират своя *пропорционален* дял от финансовите нужди на BE-NUC или евентуален неочакван недостиг на финансиране (доколкото те се отнасят до разходи, които не се финансират по други механизми, например приходи на BE-NUC, плащания на разлики към BE-NUC по силата на RA, заем за SDC и др., като по този начин се гарантира, че няма двойно финансиране на разходите).

([109]) Compass Lexecon, Докладна записка — Допълнителна бележка относно заема за SDC и MOCP, 22 август 2024 г.

(259) Белгия обясни, че Electrabel и белгийската държава са сключили индивидуални и идентични споразумения с BE-NUC относно акционерните заеми. Лихвените проценти не са фиксирани, но в споразуменията за заемите от акционерите се предвижда, че лихвеният процент по всеки заем от акционерите ще бъде определен от съвета на директорите на BE-NUC при условия на сделка между несвързани страни в съответствие със споразумението с акционерите, като се използват преобладаващите пазарни лихвени проценти и всяко сравнимо дългово финансиране от трети страни, което може да е налично към съответния момент. Условията за погасяване на сумите и лихвените проценти са идентични.

(260) Белгия обясни, че WCF служи за финансиране на нуждата от оборотен капитал, произтичаща от дейността на блоковете от типа LTO. BE-NUC ще има право да тегли средства от WCF, ако разликата между входящите и изходящите парични потоци е по-малка от прогнозните оперативни разходи за предстоящия период за изразходване на средствата, посочен в RA. Размерът на WCF трябва да бъде най-малко равен на средните общи прогнозни оперативни разходи за период от три месеца. Белгия поясни, че всъщност WCF служи като вътрешногодишен мост към годишния размер на MOCP, изпълняващ ролята на револвиращ кредитен инструмент, който, в случай че бъде усвоен, ще се изплаща ежегодно чрез MOCP, осигурен от белгийската държава.

(261) Белгия поясни, че Electrabel ще предложи методика за заема от акционерите на Electrabel, описана в информационен лист, който ще бъде обявен пред съвета на директорите на BE-NUC и след това ще бъде използван като модел за заема от белгийската държава и за WCF. Условията за погасяване на сумите и лихвените проценти са идентични. Белгия заяви, че методиката все още се обсъжда и ще бъде обявена на по-късен етап.

4.2. **Позицията на Белгия относно EMSA**

4.2.1. *Възлагане на EMSA чрез конкурентна тръжна процедура*

(262) Относно закупуването на услугите на енергиен мениджър по линия на EMSA, Белгия заяви, че закупуването на тези услуги се извършва чрез конкурентна, прозрачна, недискриминационна и безусловна тръжна процедура. По-специално договорът за EMSA ще бъде възложен чрез процедура на договаряне с предварително обявяване на конкурентно възлагане на поръчка (член 120 от белгийския закон за възлагане на обществени поръчки от 17 юни 2016 г.), което е стандартна процедура в сектора на комуналните услуги. Следователно Белгия стига до заключението, че EMSA не води до предимство за енергийния мениджър (партньора по EMSA) и че партньорът по EMSA не се ползва от държавна помощ.

(263) Белгия заяви, че макар и чрез прилагането на директивите за обществените поръчки вече да се предоставят редица гаранции, предвид важността на предлаганите услуги и чувствителността им от гледна точка на конкуренцията са въведени допълнителни разпоредби и защитни мерки, за да се гарантира достатъчна конкуренция в рамките на търга.

(264) По-конкретно Белгия обясни, че преди изготвянето на документацията за обществената поръчка е било отправено RFI относно EMSA, за да се съберат мнения от пазара по различни теми, включително множество теми, свързани със съдържанието на договора за EMSA. Освен това с търга се налагат специфични критерии за подбор, с които се гарантира, че квалифицираните/избраните участници са подходящи за целта предвид важността и чувствителността на предлаганата услуга. Повече информация относно тръжната процедура и критериите за подбор е предоставена в раздел 3.3.1.5.1.

(265) Както е отбелязано в раздел 3.3.1.5.2, след официалната процедура по разследване Белгия реши да предостави правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране на партньора по EMSA и да замени фиксираното възнаграждение на партньора по EMSA с комбинация от фиксирана и променлива такса, с което осигури по-силни стимули за модулиране съгласно пазарните сигнали, като се отчитат и техническите ограничения (и потенциалните рискове от автоматично изключване) на *блоковете от типа LTO*.

4.2.2. *Допълнителни гаранции по отношение на енергийния управител*

(266) Белгия заяви, че са предвидени специални мерки относно потенциалното участие на GEMS, търговския субект на Engie (стопанска единица на групата Engie, независима в своето управление от стопанската единица „Ядрена енергетика“) в тръжната процедура.

(267) Освен това Белгия поясни, че са взети и ще бъдат взети и приложени достатъчни мерки за ефективно откриване и предотвратяване на всякакви потенциални конфликти на интереси. Тези мерки могат да бъдат обобщени както следва:

а) RFI дава възможност за изпитване на пазара и в този контекст всяка заинтересована страна може да предложи различни условия и да направи предложения, които да бъдат отразени в RFI и с които да се гарантира, че в търга не са включени пречки в ущърб на който и да е заинтересован участник спрямо GEMS (или друго дружество от групата Engie). Electrabel (или друго дружество от групата Engie) няма да участва в процеса на изготвяне на документацията за обществената поръчка след (резултатите от) RFI.

б) По време на тръжната процедура, ако GEMS участва в нея, дори като подизпълнител или в друго качество, Electrabel (или друго дружество от групата Engie) и неговите директори или представители са изключени от участие във вземането на решения и/или обсъждането на офертата на BE-NUC (*напр.*. решението за избор и решението за възлагане).

в) В рамките на организацията на Electrabel са установени строги информационни и етични бариери между лицата, отговорни за подаването на оферти в GEMS, и лицата, участващи в управлението на BE-NUC, и това ще продължи да бъде така. Същите защитни мерки ще бъдат въведени, в случай че GEMS в крайна сметка бъде избрано за енергиен мениджър чрез успешен тръжен процес.

(268) Белгия също поясни, че като крайна мярка, в случай че EMSA не е сключено своевременно, GEMS ще изпълнява временно услугите по EMSA с оглед осигуряване на непрекъснатост. Белгия твърди, че тази договореност е необходима и подходяща, за да се гарантира непрекъснатостта на обществената услуга (продажбата на електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO), но че това решение е строго ограничено във времето и до необходимия минимум.

4.2.3. *Заключението на Белгия относно EMSA*

(269) Белгия стигна до заключението, че при тръжната процедура за EMSA се изключва възможността за използване на каквато и да е потенциална държавна помощ, тъй като: i) белгийската държава ще гарантира, че BE-NUC ще спазва стриктно законодателството и принципите за възлагане на обществени поръчки, и ii) с обстойния процес на консултации преди действителното стартиране на търга се осигуряват допълнителни защитни мерки, с които се гарантира, че закупуването на услуги се извършва чрез конкурентна, прозрачна, недискриминационна и безусловна тръжна процедура.

(270) Освен това Белгия стигна до заключението, че е избегнат всякакъв риск от блокиране на пазара и други потенциални антиконкурентни практики от страна на Engie и че са взети всички мерки и защитни мерки, за да се гарантира, че ще бъде назначен независим партньор по EMSA. Само в краен случай GEMS ще предоставя тези услуги временно, което е необходимо и подходящо, за да се гарантира непрекъснатостта на обществената услуга.

4.3. **Позицията на Белгия относно споразумението за отпадъците**

4.3.1. *Пасиви за извеждане от експлоатация*

(271) Белгия поясни, че ако Electrabel докаже, че пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране на блоковете от типа LTO, произтичащи от проекта за LTO („дисинергии“), ще бъдат поети от белгийската държава чрез еднократно (пълно и окончателно) плащане на датата на приключване на сделката. Белгия обясни, че в споразумението за изпълнение се предвижда, че белгийската държава и Electrabel следва да се споразумеят за сумата в определен срок и ако не успеят да го направят, въпросът ще бъде отнесен до CPN/CNV за решение.

(272) Белгия припомни, че тъй като въпросът все още не е бил разрешен на равнище CPN/CNV към момента на решението за откриване на процедурата, неговата пропорционалност не е оценена в решението за откриване на процедурата.

(273) Белгия обясни, че белгийската държава и Electrabel не са успели да постигнат съгласие относно сумата в определения срок, поради което въпросът е бил отнесен до CPN/CNV за решение. По-точно Белгия поясни, че:

а) На 12 декември 2023 г. Electrabel изпрати своето предложение за преразглеждане на белгийската държава: Electrabel твърди, че пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране на блоковете от типа LTO ще възлизат на 689,9 милиона евро (стойности от 2021 г.) и 580 милиона евро (стойности от 2023 г.).

б) На 25 януари 2024 г. белгийската държава отговори на предложението за преразглеждане. В отговора си белгийската държава счете, че Electrabel не е предоставило достатъчно доказателства за всяко от тези въздействия и че посочените от Electrabel разходи не са били изчислени с достатъчна точност и следователно пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране на блоковете от типа LTO са равни на нула.

в) Тъй като по-нататъшните дискусии между Electrabel и белгийската държава не доведоха до взаимно споразумение относно размера на пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране на блоковете от типа LTO, въпросът беше отнесен до CNV/CPN.

г) CNV/CPN потърси становището на ONDRAF/NIRAS и FANC/AFCN, които представиха становищата си съответно на 25 март 2024 г. и 27 март 2024 г. ONDRAF/NIRAS представи допълнително писмено мнение на 6 юни 2024 г.

д) На 24 юни 2024 г. CPN/CNV публикува становището си относно пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране на блоковете от типа LTO и стигна до заключението, че въздействието на проекта за LTO върху разходите за извеждане от експлоатация представлява увеличение на разходите за извеждане от експлоатация (овърнайт разходите) в размер на [100—500] милиона евро (стойности от 2021 г.). Изчислените овърнайт разходи трябва да бъдат дисконтирани, като се използват дисконтовият процент и процентът на инфлация, определени към момента на тригодишния преглед през 2022 г. Въз основа на това увеличението на разходите за извеждане от експлоатация и демонтиране е в размер на [100—500] милиона евро (стойности от 2023 г.).

(274) Следователно Белгия стигна до заключението, че сумата за прехвърляне на допълнителни пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO, както е посочено в становището на CPN/CNV от 24 юни 2024 г., е пропорционална.

4.3.2. *Позицията на Белгия относно пропорционалността на тавана на отпадъците*

(275) Освен това на 30 август 2024 г. Белгия представи допълнителен независим анализ от Compass Lexecon, включващ икономически анализ на структурата на тавана на отпадъците, включително анализ на дисконтовия процент от 3 %, както и допълнителни разяснения относно начина, по който допълнителните рискове, установени от CPN/CNV, вече са покрити от рисковата премия, изчислена от белгийската държава, или са с ограничена вероятност/въздействие.

4.3.2.1. Опасения, свързани с дисконтовия фактор

(276) Белгия заяви, че опасенията на Комисията, свързани с дисконтовия процент, произтичат от анализ на CPN/CNV в нейното становище от 7 март 2023 г. до министъра на енергетиката ([110]), в което CPN/CNV посочва, че дисконтовият процент, който следва да се използва за разходи за отработено гориво, трябва постепенно да се доближава до дългосрочната безрискова норма на възвръщаемост (изчислена на 2,17 %), и предлага да се използва двустепенен дисконтов процент (3,17 % за първите 30 години и 2,17 % след първия период от 30 години).

([110]) CPN/CNV, „*Становище до министъра на енергетиката относно прехвърлянето на финансовата отговорност за управлението на радиоактивни отпадъци и отработено гориво от седемте атомни електроцентрали на Белгия от ENGIE към белгийската държава*“, 7 март 2023 г.

(277) Белгия се позова на независим анализ, изготвен от Compass Lexecon ([111]), който показа, че дисконтовият процент от 3 %, използван от белгийската държава, е пропорционален въз основа на: i) икономически анализ на препоръчания от CPN/CNV подход, ii) други съответни подходи и iii) прецедента от Германия в дело SA.45296.

а) Първо, независимият анализ на дисконтовия процент показа, че предложеният от CPN/CNV двуетапен подход за определяне на дисконтовия процент съответства на дисконтиране на потоците от плащания с единен дисконтов процент от 2,9 % ([112]). Освен това анализът показа, че предложените от CPN/CNV проценти са изчислени за конкретен период на устойчиво ниски лихвени проценти и че при актуализиране на изчислението въз основа на данните за лихвените проценти за OLO, налични към момента на решението за откриване на процедурата от 22 юли 2024 г., двуетапният подход води до съответстващ дисконтов процент от 3,2 % ([113]), който е с 24 базисни пункта по-висок от дисконтовия процент, използван от белгийската държава.

б) Второ, независимият анализ показа, че предложеният от CPN/CNV двуетапен подход не е единственото решение за определяне на дисконтов процент, който постепенно да се доближава до дългосрочната безрискова норма на възвръщаемост. На практика дисконтовият процент следва да представлява възвръщаемостта, която Hedera може да постигне, ако инвестира еднократната сума в безрискови активи в настоящия момент. Този анализ потвърждава, че чрез инвестиране в портфейл от определени ценни книжа с фиксиран доход, в това число белгийски държавни облигации с различни падежи, белгийската държава може да си осигури лихва от над 3 % ([114]).

в) Накрая, независимият анализ показа, че в прецедента от Германия във връзка с прехвърлянето на пасиви за ядрени отпадъци към германската държава (дело SA.45296), дисконтовият процент е бил 4,58 % въз основа на очакваната 30-годишна норма на възвръщаемост на Европейския орган за застраховане и професионално пенсионно осигуряване (EIOPA), която е била 1,994 % към момента на решението на Комисията през юни 2017 г. Дисконтовият фактор от 4,58 % е бил счетен за приемлив от страна на Комисията за пасивите за радиоактивни отпадъци и отработено гориво на Германия. На фона на значително повишения процент на EIOPA много по-ниският дисконтов процент от 3 %, предложен от белгийската държава, изглежда съвместим с текущото равнище на лихвените проценти.

4.3.2.2. Опасения, свързани с рисковете, разгледани в споразумението за таван на отпадъците

(278) Белгия заяви, че опасенията на Комисията, свързани с рисковете, разгледани в споразумението за таван на отпадъците, произтичат и от становището на CPN/CNV до министъра на енергетиката (вж. бележка под линия 113), при което следва да се имат предвид три риска:

а) Превишаване на разходите: Рискът очакваните овърнайт разходи да бъдат подценени и следователно маржът за непредвидени разходи да се окаже недостатъчен.

б) Подценяване на инфлацията в строителството: Рискът действителната инфлация в строителството да е по-висока от инфлационната цел от 2 %, заложена от Европейската централна банка в дисконтовия процент на CPN/CNV.

в) Инвестиционен риск: Рискът Hedera да не успее да постигне очакваната норма на възвръщаемост след промени в лихвените проценти. Според CPN/CNV този сценарий е малко вероятен.

([111]) Compass Lexecon, Докладна записка — Анализ на опасенията на Европейската комисия относно модела на тавана на ядрените отпадъци, 30 август 2024 г.

([112]) Тази стойност е заменена при анализа на Compass Lexecon, извършен въз основа на по-подробни данни в документа „CL — Отговор на опасенията на ЕК относно дисконтовия процент — 291124“, представен на 30 ноември 2024 г., който води до еквивалентен процент в размер на 2,8 %.

([113]) Тази стойност е заменена при анализа на Compass Lexecon, извършен въз основа на по-подробни данни в документа „CL — Отговор на опасенията на ЕК относно дисконтовия процент — 291124“, представен на 30 ноември 2024 г., който води до еквивалентен процент в размер на 3,1 %.

([114]) Този анализ е допълнен с отговора на въпрос 5.4 от RFI на 1 октомври. На практика, за да се предпази от инфлационния риск, Hedera ще се фокусира върху динамично управление на активите и пасивите въз основа на диверсифициран портфейл, включващ активи, които дават възможност на фонда да се предпази от инфлация. Например Hedera може да разработи портфейл, основан на (но не само) облигации и дългови инструменти, акции, недвижими имоти и деривати, с дългосрочна цел да се постигне възвращаемост в размер на 1 % в реално изражение, като същевременно се минимизира рискът от волатилност.

(279) Независимият анализ на Compass Lexecon показа, че тези рискове са били взети предвид, и доказа, че възприетият от белгийската държава подход е разумен и включва достатъчен марж за непредвидени разходи, за да ги покрие.

а) По отношение на риска от превишаване на разходите в анализа се отбелязва, че разходите за управление на ядрените отпадъци в Белгия се одитират и актуализират често, както и че таванът на отпадъците е основан на най-актуалните налични данни. Освен това самият таван на отпадъците включва базова сума и рискова премия. Базовата сума се основава на инвентаризация на отпадъците и на референтен сценарий за сектора на ONDRAF/NIRAS, при който вероятността да се случат рисковете е по-малка, отколкото да не се случат (*т.е.* сценарий на риска на 50-ия процентил), което означава, че има 50 % вероятност използваният марж за непредвидени разходи да бъде достатъчен, за да се покрият превишените разходи. Рисковата премия, добавена към базовата сума, се основава на бележка от ONDRAF/NIRAS, при която се използва подход от долу нагоре за откриване и количествено определяне на някои допълнителни рискове, включително: i) риска от допълнително превишаване на разходите за инсталацията за геоложко погребване, която не е включена в непредвидените разходи в рамките на базовата сума, ii) риска от използване на друго техническо решение, различно от инсталацията за геоложко погребване на дълбочина 400 м, iii) риска от допълнително превишаване на разходите за експлоатацията и поддръжката на съоръженията за съхранение на площадката Belgoprocess, за експлоатацията на съоръженията за съхранение на отработено гориво след 2050 г. и за изграждането на допълнителни съоръжения, които не са обхванати от непредвидените разходи в рамките на базовата сума, както и iv) регулаторния риск, че някои отпадъци може да не отговарят на условията за надземно съхранение. Освен това в анализа се отбелязва, че рисковата премия представлява 5 185 милиона евро, което е 53 % от базовата сума (9 815 милиона евро) — значително повече от рисковата премия от 35 %, включена в методиката, разработена за прехвърляне на пасивите за ядрени отпадъци, към германската държава в подобния случай SA.45296. Използваната в прецедента от Германия методика е подобна, но при референтния сценарий от Белгия се използват по-нови данни, включително обратна връзка от проекти в Швейцария и Финландия, и следователно той е основан на по-актуален набор от данни.

б) По отношение на риска от подценяване на инфлацията при строителните разходи анализът показа, че развитието на строителните разходи, измерени от Association Belge des Experts (ABEX), не се различава съществено от инфлацията, измерена чрез ИПЦ. Според анализа опасението на CPN/CNV е мотивирано от по-високата от нормалната инфлация при строителните разходи през 2022 г. и този скок на инфлацията е взет предвид в рисковата премия. В анализа се отбелязва също, че дългосрочната инфлация, използвана за Германия в подобния случай SA.45296, е била 1,60 %, докато в разглеждания случай дългосрочната инфлация е определена на 2 %, което е целта на ЕЦБ.

в) По отношение на инвестиционния риск и опасенията на CPN/CNV, че фондът Hedera, отговарящ за провизиите, може да бъде изложен на риск от недостатъчна доходност за покриване на разходите, анализът показа, ако фондът инвестира в облигации с различни падежи в настоящия момент и ги задържи до падежа им, той ще получава купони с постоянна лихва, така че няма да бъде изложен на промяна в лихвения процент (като използва техники за управление на активите и пасивите (ALM) за постигане на съответствие между активите и пасивите, когато те станат дължими). В анализа обаче се споменават два остатъчни риска, на които фондът би бил изложен при този подход:

— Първо, за да натрупа лихвите, получени при изплащането на купоните, фондът ще трябва често да реинвестира в новоемитирани облигации. Този риск може да бъде хеджиран, като се има предвид, че фондът разполага с относително сигурен поток от плащания за управление на отпадъците, така че е възможно да се проектира портфейл от ценни книжа с фиксиран доход, което съответства на условията на разходите.

— Второ, най-дългият падеж за белгийските облигации е 50 години, а разходите за отработено гориво са до 2135 г.. Разходите, които възникват след 50 години, обаче са ограничени, тъй като представляват само 13 % от общите недисконтирани разходи, а на пазара са налични и някои ценни книжа с фиксиран доход, които имат по-дълъг падеж, например 100-годишни австрийски облигации.

(280) Този анализ е допълнен с отговора на въпрос 5.4 от RFI на 1 октомври 2024 г. Белгия заяви, че на практика портфейлът на Hedera следва да бъде проектиран така, че да се посрещнат всички реалистични икономически сценарии за периода, по-специално по отношение на нивото на инфлация. Целта на Hedera е да постигне 1 % възвръщаемост в реално изражение (*т.е.* 1 % над нивото на инфлация). За тази цел Hedera ще разработи стратегия, при която се отчита рискът да не бъде постигната такава доходност при определени икономически режими (например в случай на продължителен период на висока инфлация) чрез портфейл, съставен само от облигации. Следователно Hedera ще насочи усилията си към динамично управление на активите и пасивите, основано на диверсифициран портфейл, който включва активи, даващи възможност на фонда да се предпази от инфлация. Например Hedera може да разработи портфейл, основан на (но не само) облигации и дългови инструменти, акции, недвижими имоти и деривати, с дългосрочна цел да се постигне възвращаемост в размер на 1 % в реално изражение, като същевременно се минимизира рискът от волатилност. Накрая, следва да се отбележи, че Hedera ще ограничи експозицията си до белгийски акции, облигации и недвижими имоти. Целта е по този начин да се гарантира диверсификация и достатъчно отделяне на фонда от белгийската икономика.

4.4. Позицията на Белгия относно кумулативните ефекти на подмерките

(281) Белгия заяви, че различните компоненти и подмерки на проекта за LTO са били част от исканията на Engie за постигане на съгласие за удължаване на експлоатационния срок и всички те са били включени в общата документация за сделката, подписана на 13 декември 2023 г. Белгия обаче отбеляза също, че компонентите на проекта за LTO се различават по редица елементи и се допълват взаимно, с което се ограничава възможността за възникване на потенциални кумулативни ефекти.

(282) Белгия се позова на съдебната практика, при която се разглеждат следните теми за оценката на последователни мерки, в това число:

— предметът, естеството и контекстът на въпросните мерки на намеса;

— тяхната хронология;

— тяхната цел;

— обстоятелствата на предприятието по време на тези мерки на намеса;

— самоличността на предоставящите безвъзмездни средства субекти или на бенефициерите на тези средства (включително техния правен статут и финансово/икономическо състояние); както и

— въпросът дали различните разглеждани мерки на намеса са били планирани или е можело да бъдат предвидени по време на първата мярка на намеса.

4.4.1. *Предмет и естество на компоненти 1, 2 и 3*

(283) Белгия заяви, че трите компонента на проекта за LTO са съществено различни по своите предмет и естество, и отбеляза, че в решението си за откриване на процедурата Комисията не е разгледала конкретните разлики или сходства в предмета и естеството на компоненти 1, 2 и 3. В тази връзка Белгия заяви следното:

а) Компонент 1 се състои от финансови и структурни мерки в подкрепа на дългосрочната дейност и жизнеспособност на BE-NUC, включително чрез CfD, с които се осигурява подкрепа по отношение на приходите и се ограничава експозицията на риск, свързан с пазарните цени, както и редица механизми за заплащане, с които се покриват други видове финансов недостиг, за да се защити дългосрочната икономическа жизнеспособност на дружеството поради експозиция на известен риск, свързан с обема/оперативните резултати.

б) Компонент 2 включва прехвърляне на пасиви за ядрени отпадъци и отработено гориво за целия ядрен парк в Белгия и следователно обхваща много дълъг период от време, който значително надхвърля срока на прилагане на компоненти 1 и 3.

в) Компонент 3 обхваща правни защитни мерки срещу бъдещи законодателни промени и следователно предметът му е много различен от тези на компоненти 1 и 2.

4.4.2. *Цел на компоненти 1, 2 и 3*

(284) Белгия отбеляза, че общата цел на трите компонента е свързана с удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO. Белгия обаче заяви, че специфичното предназначение на всеки компонент поотделно е значим елемент при оценката:

а) Основната цел на компонент 1 е да се намали несигурността по отношение на приходите и да се осигури дългосрочната жизнеспособност на проекта за LTO, като се предотврати евентуална неплатежоспособност и несъстоятелност на BE-NUC. Същевременно се цели да се избегне изплащането на прекомерно възнаграждение за акционерите и да се ограничи подкрепата от страна на белгийската държава като насрещна страна по RA. По-специално основните финансови мерки по компонент 1 обхващат пропорционално различни рискове: Чрез CfD се намалява рискът, свързан с цените на едро, чрез MOCP се управляват рисковете с голямо въздействие, свързани с внезапна неразполагаемост, водеща до загуби по време на фазата на експлоатация, а чрез заемите за SDC се осигуряват достатъчни парични потоци по време на изключване и планирани дейности по LTO. Белгия заяви, че Комисията също е признала това в съображение 208 от решението за откриване на процедурата.

б) В компонент 2 се разглежда управлението на дългосрочните пасиви за екологична отговорност и за извеждане от експлоатация на белгийския ядрен парк, които са отделни от оперативните и финансовите опасения на BE-NUC, разгледани в компонент 1. Целта на този компонент е предимно да се прехвърлят съответните бъдещи пасиви във връзка с ядрените отпадъци, като тази цел е различна от осигуряването на оперативно финансиране. Белгия заяви, че Комисията изглежда е потвърдила тази отделна цел на компонент 2 в съображение 208 от решението за откриване на процедурата.

в) С компонент 3 се предоставят правни защитни мерки срещу някои бъдещи законодателни промени. В този компонент се разглежда регулаторният риск, дължащ се на потенциална промяна в някои политики и разпоредби на белгийската държава, и той не е пряко свързан с финансовите и оперативните аспекти или аспектите, свързани с пасивите, обхванати в другите компоненти.

4.4.3. *Преки бенефициери по компоненти 1, 2 и 3*

(285) Освен това Белгия заяви, че компоненти 1, 2 и 3 имат различни преки бенефициери. Белгия призна, че определянето на бенефициерите за всяка мярка има важна роля при оценката на наличието на кумулативни ефекти. В тази връзка белгийската държава представи следните становища:

а) Компонент 1 се отнася до набор от механизми за финансиране с конкретни бенефициери за всяка мярка. Белгия отбеляза, че противно на посоченото в съображение 182 от решението за откриване на процедурата, BE-NUC и Luminus, а не Electrabel и Luminus, са преките бенефициери на CfD, заемите за SDC, MOCP и WCF (Electrabel би имало косвени ползи в качеството си на акционер).

б) Що се отнася до компонент 2 прехвърлянето на пасивите за ядрени отпадъци и споразумението за допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация в резултат на LTO са в полза на Electrabel като оператора на ядрената централа, както и на Luminus и EDF Belgium в ролята им на допринасящи дружества. Поради това Белгия стигна до заключението, че BE-NUC няма ползи от компонент 2.

в) В компонент 3 се предвижда, че някои едностранни мерки, приети от белгийската държава (на федерално равнище), биха довели до право на обезщетение за Electrabel, а косвено и за Luminus.

4.4.4. Кумулативни ефекти от компоненти 1, 2 и 3

(286) Компоненти 1, 2 и 3 се различават значително по отношение на своите предмет и естество, цели и бенефициери, като те са сключени едновременно и обслужват общата цел за удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO. Както е доказано по-горе, всеки компонент има съответна специфична цел, благодарение на което компонентите се допълват взаимно и се ограничават евентуалните кумулативни ефекти.

(287) Що се отнася до потенциално променения рисков профил на Electrabel като оператор на ядрена централа в резултат на компоненти 2 и 3 дружеството действително може да има ползи от тези мерки, което да доведе до подобряване на рисковия му профил като цяло. Компоненти 2 и 3 не водят до промени в рисковия профил на BE-NUC, основния бенефициер по компонент 1. Както е оценено в независим анализ, проведен от Compass Lexecon, предвид специфичните рискове, засягащи проекта, и разпределението на риска между BEGOV и BE-NUC значимият фактор при оценката на пропорционалността на компонент 1 е рисковият профил на BE-NUC.

5. **ПОЗИЦИЯТА НА ENGIE**

(288) Engie представи мнението си по отношение на решението за откриване на процедурата на 9 септември 2024 г. В своето становище Engie представя доказателства и анализ в подкрепа на твърдението си, че съмненията, изразени от Комисията в решението ѝ за откриване на процедурата, не са обосновани. В отговора на Engie на решението за откриване на процедурата се обсъжда първоначалната мярка, както е описана в решението за откриване на процедурата. Настоящата мярка включва промени в сравнение с първоначалната мярка (въведени в отговор на съмненията, изразени от Комисията в решението за откриване на процедурата) и е подробно изложена в раздел 3 от настоящото решение. Позицията на Engie е в съответствие с позицията на белгийските органи.

(289) Engie твърди, че проектът за LTO представлява общо споразумение, резултат от обстойни и продължителни преговори с белгийското правителство, при които водещ принцип е да се запази ангажиментът към Белгия и да се допринесе за сигурността на доставките на държавата, като се приеме искането на Белгия за удължаване на експлоатационния срок на два ядрени реактора и по този начин се отмени публичната стратегия на дружеството да прекрати ядрените си операции в Белгия след 2025 г. (вж. съображение 23). Освен това Engie заяви, че проектът за LTO има положително въздействие върху вътрешния пазар поради следните причини:

а) Първо, проектът за LTO е от съществено значение, за да се гарантира сигурността на доставките на електроенергия в Белгия през следващите години, като същевременно потенциално се намалят разходите за финансиране на белгийския механизъм за осигуряване на капацитет. Този положителен ефект ще бъде косвено от полза и за съседните държави членки, които имат междусистемна свързаност с Белгия и могат да внасят електроенергия (като трябва да се има предвид, че този износ не съответства на директни продажби, а на операции за балансиране, управлявани от ОПС).

б) Второ, проектът за LTO допринася за постигането на целите за декарбонизация в рамките на Зеления пакт.

(290) Освен това Engie твърди, че има няколко разлики между проекта за LTO (удължаване на експлоатационния срок на Doel 4 и Tihange 3) и удължаването на експлоатационния срок на Doel 1, Doel 2 и Tihange 1 през 2015 г. („съществуващите LTO“):

а) Първо, проектът за LTO беше инициран от белгийската държава през 2022 г., след като Engie взе решение (от 2020 г.) да се оттегли от ядрените дейности и да преориентира дейностите си, за да се съсредоточи върху възобновяеми източници на енергия и енергийна инфраструктура. Следователно за тази цел беше необходимо Engie напълно да отмени стратегията си, което само по себе си доведе до увеличение на разходите по проекта за LTO, особено предвид факта, че Electrabel не проведе предварителни проучвания за безопасност и не предвиди никакви провизии с оглед на потенциално ново удължаване на експлоатационния срок или удължаване на експлоатационния срок на съществуващите LTO. Напротив, по време на експлоатацията на съществуващите LTO Electrabel все още провеждаше предварителни проучвания за удължаване на експлоатационния срок на белгийските ядрени реактори, тъй като такъв сценарий се смяташе за вероятен в този момент.

б) Второ, натовареният график на проекта за LTO доведе до няколко вида разходи. По искане на белгийското правителство рестартирането на LTO беше изтеглено за 1 ноември 2025 г. (вместо първоначално предвидената дата 1 ноември 2026 г.).

в) Трето, освен регулаторната несигурност се очаква BE-NUC да бъде изложено на повишена волатилност на пазарните цени (в сравнение с 2015 г.) поради нарастващия дял на възобновяемите източници на енергия в енергийния микс. Освен това през 2015 г. пазарните условия също бяха съществено различни, тъй като енергийните източници на основата на изкопаеми горива и по-стабилните енергийни източници представляваха по-голяма част от енергийния микс и рядко се наблюдаваха ниски/отрицателни цени.

г) На четвърто място, финансовите резултати на съществуващите LTO бяха отрицателно повлияни от повече събития, водещи до неразполагаемост, от очакваното, по-високи капиталови разходи и по-ниска отчетена цена на електроенергията. От 2016 г. насам в отчетите на Engie са регистрирани няколко обезценки във връзка с ядрените дейности, което е довело до значителни финансови загуби за групата Engie (оттук и заключението, че тези дейности не могат да бъдат поети от частен участник на пазара самостоятелно и без балансиран механизъм за споделяне на риска).

д) Накрая, самата AFCN/FANC ясно подчерта многобройните разлики между съществуващите LTO и настоящия проект за LTO в документ за изразяване на позиция през 2021 г. ([115]). За да може да се осъществи рестартирането преди 1 ноември 2025 г. — една година по-рано от първоначално планираното, AFCN/FANC разреши необходимите подобрения по отношение на сигурността да бъдат завършени в рамките на три години след рестартирането (до 31 декември 2028 г.), а при съществуващите LTO AFCN/FANC беше разрешила необходимите работи да бъдат извършени в рамките на период от пет години след рестартирането.

(291) Engie заяви, че всички тези фактори са довели до сключването на цялостно споразумение между Engie и белгийската държава, в което се предвижда както поисканото удължаване на експлоатационния срок (при условие че се гарантира смекчаване на експозицията на риск на Engie), така и управлението на прехвърлените отработено гориво и ядрени отпадъци, и счете, че съществуващите LTO не са подходяща референтна точка за оценката на необходимостта и целесъобразността на различните мерки по настоящия проект за LTO.

(292) Основните аргументи на Engie относно съмненията на Комисията, изразени в решението за откриване на процедурата, са описани по-подробно по-долу.

5.1. Позицията на Engie относно определянето на проекта за LTO като държавна помощ, по-специално „една единна намеса“, и относно стимулиращия ефект от това

5.1.1. *Единна намеса*

(293) Комисията счита, че трите компонента на мярката могат да бъдат оценени като част от една единна намеса от страна на белгийската държава, доколкото всички те са свързани с едно и също събитие, *а именно* удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO.

(294) Engie заяви, че няма възражения срещу определянето на мярката като единна намеса, доколкото тя отговаря на критериите, установени от съдебната практика на Съда на Европейския съюз ([116]). По-специално Engie се съгласи с мнението на Комисията, посочено в съображение 208 от решението за откриване на процедурата, че трите компонента на мярката са взаимозависими и заедно допринасят за изпълнението на споразумението за удължаване на експлоатационния срок на блоковете, поради което могат да бъдат разглеждани като една единна намеса. Engie призна, че е имало предварителни изисквания по отношение на експозицията си на риск и управлението на отработеното гориво и ядрените отпадъци, които са довели до общо и цялостно споразумение, надхвърлящо простото въвеждане на механизъм за заплащане с оглед удължената експлоатация на ядрените блокове. Въпреки това, без да поставя под въпрос предложеното определение като единна намеса, Engie посочи, че някои от подмерките по проекта за LTO не представляват държавна помощ, тъй като чрез тях не се предоставя избирателно предимство на Electrabel, по-специално:

а) споразумението за административни услуги (ASA), съгласно което Electrabel може да предоставя административни услуги (включително секретарски, счетоводни и данъчни услуги) на BE-NUC, което е стандартно пазарно споразумение, сключено при условия на сделка между несвързани страни;

([115]) AFCN/FANC, 28 ноември 2021 г., *Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*, стр. 5, (неофициален превод), достъпно на: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. *„Обстоятелствата на Doel 4 и Tihange 3 не могат да се сравняват с тези на блоковете Doel 1 и 2“ (при които решението да се одобри удължаването на експлоатационния им срок беше взето едва в последния момент през 2014 г.). Рестартирането на блоковете Doel 1 и 2 успя се случи сравнително бързо през зимата на 2015 г., тъй като: i) документацията във връзка с LTO за тези реактори беше изготвена и одобрена още през 2012 г., така че необходимите за рестартирането промени (свързани с квалификацията и управлението на остаряването на оборудването) бяха съвсем добре известни, и ii) член 30 от кралския указ PSIN все още не беше влязъл в сила, поради което беше възможно промените в модела за безопасност да бъдат разпределени във времето така, че да се случат по време на няколко изключвания, планирани между 2015 г. и 2020 г. […] Удължаването на безопасната експлоатация на ядрените реактори Doel 4 и Tihange 3 изисква разширен план за действие, обхващащ основно елементите, които са от значение за гарантиране на ядрената безопасност. Този план за действие обхваща проектирането, контрола и изграждането/изработката/монтажа на потенциално голям брой компоненти. Следователно подготовката и изпълнението на необходимите промени за спазване на новите изисквания за безопасност ще отнемат години.“*

([116]) Тук Engie се позовава на Решението на Общия съд от 15 септември 1998 г., *BP Chemicals срещу Комисията*, T-11/95: *„Когато последователните мерки на намеса са така тясно свързани предвид хронологията на приемането им, целта им и положението на предприятието към момента на приемането им, че е невъзможно да бъдат отделени една от друга, те могат да се разглеждат като „единна намеса“.*

б) възлагането на продажбата на електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO, на външен изпълнител съгласно споразумението за услуги за енергийно управление (EMSA), което ще бъде възложено чрез конкурентна, прозрачна, недискриминационна и безусловна тръжна процедура, като по този начин се гарантира съответствието с пазарните условия; както и

в) обезщетението от белгийската държава за загуби, свързани с покриване на разходи, в случай че споразумението не бъде сключено, което не надхвърля пасивите при нормални пазарни условия при сравними споразумения, като всяка страна носи отговорност за разходите, направени във връзка със споразумението (или неговата подготовка), в случай че то не бъде сключено по вина на която и да е от страните. Engie продължава да носи 100 % отговорност за тези разходи, ако вината за несключването на споразумението е негова, и е предвидено подялба на разходите, в случай че никоя от страните не носи вина за несключването на споразумението.

5.1.2. *Стимулиращ ефект*

(295) Engie подчерта, че стимулиращият ефект, който Комисията счете за реалистичен в оценката си в съображения 229 и 239 от решението за откриване на процедурата, не е хипотетичен, но че няма съмнение, че Electrabel не би продължило експлоатацията на блоковете от типа LTO без проекта за LTO с трите му компонента. В това отношение Engie заяви, че:

а) Electrabel вече беше започнало да прилага стратегията си за пълно оттегляне от ядрените дейности и нямаше възможност да се откаже от това решение (оповестено в публичното съобщение относно финансовото положение на Engie ([117])) в рамките на приложимата тогава правна рамка.

б) Позицията на Engie беше ясно отразена в документите за изразяване на позиция и докладите на AFCN/FANC относно осъществимостта на проекта за дългосрочна експлоатация на Doel 4 и Tihange 3 ([118]).

в) Комуникацията на Engie с белгийското правителство във връзка с преговорите по проекта за LTO ясно показа, че без механизъм за споделяне на риска и решение за разходите за отработено гориво и ядрени отпадъци, произтичащи от експлоатацията на седемте белгийски атомни електроцентрали, Electrabel няма да обмисли възможността за удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO ([119]). Тази позиция беше ясно изразена от самото начало на обсъжданията по проекта за LTO, както е посочено в доклад на AFCN/FANC и в съобщението на главния изпълнителен директор на Engie (съгласно съображение 6 от решението за откриване на процедурата).

(296) Освен това Engie подчерта, че стимулът за Electrabel да продължи с експлоатацията на блоковете от типа LTO произтича от целия пакет от мерки за подкрепа, предоставени по проекта за LTO, който е подходящо калибриран за тази цел. Нито една от подмерките, предприети поотделно, не би могла да осигури достатъчни стимули. По подобен начин премахването на който и да е елемент от пакета би накарало Engie да се откаже от проекта за LTO. Engie стига до заключението, че поради тази причина мерките, посочени в съображение 235 от решението за откриване на процедурата, не следва да се разглеждат като предоставящи специфичен (или допълнителен) стимул поотделно, а следва да се разглеждат всички заедно.

([117]) В резултат на това през 2020 г. Engie обезцени своите ядрени активи. Engie, Универсален регистрационен документ за 2020 г., раздел 1.4.1, стр. 13. Достъпно на: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Вж. *напр.* AFCN/FANC, 28 ноември 2021 г., *Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*, стр. 5 (неофициален превод), достъпно на: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. *„[П]рез ноември 2020 г. операторът Electrabel обяви, че в своето правителствено споразумение белгийското правителство ясно е избрало постепенното пълно спиране на ядрената енергия до 2025 г. По-малко от пет години преди тази дата операторът на атомните електроцентрали Doel и Tihange реши, че вече не е възможно да се подготви за евентуално удължаване на експлоатацията на блоковете Doel 4 и Tihange 3. Поради това Electrabel реши да насочи всичките си ресурси към подготовка за окончателното изключване и демонтиране на всичките 7 ядрени реактора на централите Doel и Tihange. Поради тази причина в този момент проектът „Подготовка за LTO G2“ беше прекратен от оператора.“*

([119]) Вж. *напр.* AFCN/FANC, 17 януари 2022 г., *„Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*, стр. 9, (неофициален превод), достъпно на : https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. *„[…] Electrabel би искало да има сигурност, преди да предприеме самостоятелни стъпки. Ако правителството желае да активира План Б* [дългосрочната експлоатация на Doel 4 и Tihange 3], *то ще трябва да даде приоритет на дискусиите с Electrabel относно необходимите условия и сигурност, преди да продължи с разработването на План Б (задача 1). AFCN отново насочва вниманието на правителството към факта, че на практика всички действия по План Б, които попадат в обхвата на правомощията на AFCN (изготвяне на документацията във връзка с LTO), изискват сътрудничество от страна на Electrabel. Според Electrabel всички дискусии за евентуална дългосрочна експлоатация зависят от наличието на ясна, стабилна и съгласувана регулаторна рамка за ядрена безопасност. AFCN разбира това мнение и поради тази причина планира да продължи работата по изясняване на регулаторната рамка, свързана с ядрената безопасност, през първото тримесечие на 2022 г.“*

5.2. **Позицията на Engie относно необходимостта, целесъобразността и пропорционалността на подмерките по компонент 1**

5.2.1. *Създаване на съвместно предприятие (JV)*

(297) Engie счете, че създаването на съвместна структура, в която белгийската държава притежава дял от 50 %, е необходимо за постигането на целите на проекта за LTO, *а именно* своевременното рестартиране на блоковете от типа LTO преди ноември 2025 г. Engie заяви, че е поискало механизъм за споделяне на риска на база 50/50 с белгийската държава, преди да приеме споразумението по проекта за LTO.

(298) Според Engie само по себе си наличието на механизми за заплащане не е подходящо за тази цел поради няколко причини: i) съгласно RA Engie продължава да носи остатъчни рискове, ii) без JV Engie ще трябва временно да поеме 100 % от загубите в очакване на обезщетението/компенсацията, предвидени в споразуменията, и iii) Engie беше в процес на ограничаване на експозицията си на ядрената енергетика и не искаше да инвестира самостоятелно необходимите капиталови разходи от над [2—2,5] милиарда евро за проекта за LTO и да поеме самостоятелно всички потенциални загуби поради неочаквани случаи на неразполагаемост и превишаване на разходите.

(299) Освен това Engie твърди, че благодарение на финансовото участие на белгийската държава в печалбите и загубите от блоковете от типа LTO (по-специално дивидентите) Engie очаква, че белгийската държава ще има допълнителен стимул да взема предвид блоковете от типа LTO при бъдещите си политически решения. Поради тази причина Engie стигна до заключението, че създаването на съвместна структура отговаря на интересите както на белгийската държава, така и на Engie.

(300) Освен това Engie заяви, че JV е целесъобразно и пропорционално, тъй като Engie, което е частен оператор, ще може да компенсира всички рискове от пристрастно действие от страна на белгийската държава чрез съвместния контрол върху стратегическите решения относно BE-NUC, а белгийската държава и Engie ще упражняват правата си в управлението на BE-NUC на равни начала.

5.2.2. *Позицията на Engie относно договора за разлика (CfD)*

(301) Що се отнася до необходимостта от CfD, Engie заяви — предвид неефективностите на пазара, свързани с ядрената енергетика, и високата волатилност на пазара на електроенергия през следващите години, че проектът за LTO е изложен на голям риск от недостиг на финансиране, поради което CfD е необходим инструмент за постигане на цел, представляваща общ интерес. Освен това Engie се позова на кратката продължителност на удължаването на експлоатационния срок (10 години) в сравнение със средните инвестиции в ядрения сектор, значителните разходи и факта, че блоковете от типа LTO няма да работят на 100 % от мощността си през първите три години, тъй като едновременно с това ще бъдат завършени и работите по удължаването на LTO.

(302) Engie заяви, че моделът на CfD и MPRA са целесъобразни и пропорционални, за да се запазят стимулите, така че да могат блоковете от типа LTO да реагират ефективно на пазарните сигнали. В тази връзка с настоящото Engie се съгласи със същите аргументи на белгийската държава относно техническите, регулаторните и икономическите ограничения на блоковете от типа LTO (вж. раздел 2.1). Engie твърди, че дори в настоящия момент — без CfD и с ядрен парк от пет реактора, даващ възможност за стратегия с повече диверсификация, Engie има много ограничена гъвкавост да коригира производството на ядрена електроенергия в отговор на краткосрочни и средносрочни пазарни сигнали. Според Engie в рамките на тази ограничена свобода на действие, CfD е проектиран така, че изцяло да се стимулира BE-NUC да реагира на ценовите сигнали, доколкото това е технически приложимо.

a) Първо, Engie подчерта, че за разлика от гъвкавите източници за производство на електроенергия и по-новите генераторни блокове и/или други видове ядрени реактори, блоковете от типа LTO са проектирани за базово производство и имат много ограничени възможности за модулиране, така че рационалното поведение не е да се прибягва до модулиране всеки път, когато цените станат отрицателни или са по-ниски от краткосрочните пределни разходи (SRMC). Engie поясни, че едва от 2015 г. насам AFCN/FANC е разрешила икономическото модулиране на мощностите на ядрените блокове в Белгия при строги технически ограничения, както е разяснено в съображения 13—15 от настоящото решение. Следователно предвид тези ограничения (в комбинация с риска от автоматично изключване при всяко модулиране, риска от дисбаланс, до който би довело такова изключване, и липсата на икономии на гориво по време на модулирането), Engie обясни, че операторът на ядрената централа не може свободно да коригира производството на електроенергия от блоковете в отговор на отрицателни цени и че ограничените възможности за модулиране следва да се използват по най-добрия възможен начин.

б) Второ, с MPRA и промяната в продължителността на горивния цикъл се гарантира, че планираните прекъсвания се насрочват през летния период, когато цените, както в минали периоди, са и се очаква да продължат да бъдат най-ниски. По този начин ще се гарантира разполагаемостта на блоковете от типа LTO за периодите, когато се очаква търсенето на електроенергия да бъде най-високо, а също и цените. Engie добави още, че при планирано прекъсване на работата на ядрен блок е необходима подготовка в продължение на около 12 месеца, трябва да бъде пуснато предварително съобщение до пазара и процесът включва голям брой заинтересовани страни. След като бъде планирано прекъсването, операторът на ядрената централа не може да промени датата без предварително одобрение от страна на оператора на мрежата. Следователно на практика, макар и прекъсванията да може да се планират спрямо дългосрочните пазарни условия, планирането на поддръжката на атомната електроцентрала не може да се извършва в отговор на краткосрочни пазарни сигнали.

в) Трето, Engie заяви, че чрез MPRA се предоставя достатъчен стимул за BE-NUC да се възползва максимално и да отчете най-високата пазарна цена, като планира прекъсванията тогава, когато се очаква цените да бъдат най-ниски, и категорично не е съгласно с предварителното становище на Комисията, че ефектите от MPRA „*на практика са малки*“ (както е посочено в съображение 290 от решението за откриване на процедурата).

(303) Накрая, що се отнася до параметрите на модела на CfD, Engie заяви, че цената на DAM е подходящата MRP.

а) Първо, Engie твърди, че дългосрочните продукти нямат влияние върху решенията за диспечерско управление на една атомна електроцентрала, чиито краткосрочни пределни разходи (SRMC) типично са много ниски. Форуърдните цени на електроенергията никога не са били отрицателни на нито един европейски пазар и подобно развитие може да се счита за много малко вероятно в бъдеще. В резултат на това Engie заяви, че дългосрочните продукти не водят до необходимите пазарни сигнали за арбитраж на решенията за диспечерско управление, но че независимо от избраната MRP диспечерското управление винаги ще се определя посредством сравнението между SRMC и алтернативните разходи, от една страна, и цената на DAM, от друга (като се имат предвид възможностите за гъвкавост на централата).

б) Второ, Engie заяви, че използването на форуърдни продукти като MRP би изложило BE-NUC на значителни и неуправляеми рискове, произтичащи от недостатъчната наличност на подходящи дългосрочни продукти на белгийския пазар, тъй като:

— белгийският форуърден пазар се характеризира с ниска и намаляваща ликвидност. Обемите, търгувани на пазара за година напред, са значително по-ниски от очакваното годишно производство на блоковете от типа LTO ([120]). Това несъответствие подчертава непрактичността на използването на дългосрочни пазарни продукти като референтна цена за CfD.

— Неликвидността на форуърдния пазар не само го прави лош сравнителен показател за изчисляване на плащането на разликата спрямо цената на упражняване, но освен това води до значителни рискове, свързани с ценообразуването, изкривяването на пазара и разходите за изпълнение. Напротив, цената на DAM води до най-висока ликвидност и прозрачност при ценообразуването, като по този начин се избягват проблеми, свързани с непрозрачна ликвидност, разходи за повторно измерване, разходи за заместващо хеджиране и изисквания за допълнително обезпечение.

— В белгийския форуърден пазар липсва достатъчна степен на подробност, за да бъде подходящ за MRP ([121]).

([120]) Например през 2024 г. се очаква само 9 TWh електроенергия да бъде търгувана на пазара за година напред, а блоковете от типа LTO се очаква да произвеждат 14 TWh годишно.

([121]) Форуърдните продукти са предимно планирани, наред със следващото тримесечие и следващия месец. Въпреки това предвид колебанията и несигурността на производствения модел на блоковете от типа LTO поради планираните прекъсвания (които ще бъдат още по-изострени по време на дейността по LTO до 2029 г. и несигурностите около работата и планирането) и непланираната неразполагаемост, използването на дългосрочен продукт като MRP би довело до голям риск, свързан с обема, и значителни разходи за отмяна на форуърдните продукти за хеджиране в случай на липса на производство, което допълнително би изложило на риск генерирането на паричен поток и финансовата жизнеспособност на BE-NUC.

в) Engie заяви, че произтичат допълнителни рискове от факта, че нейният парк от ядрени реактори ще бъде значително намален от 2025 г. нататък поради извеждането от експлоатация на пет от седем ядрени реактора. Това намаление ще доведе до увеличаване на риска от неразполагаемост, тъй като евентуални прекъсвания или оперативни проблеми на блоковете от типа LTO не могат да бъдат компенсирани с други активи. Поради тази причина при модела на производство на BE-NUC ще има по-голяма степен на несигурност, което ще доведе до ескалиране на риска от невъзможност за доставка на електроенергия съгласно дългосрочните договори. В такива сценарии BE-NUC би било принудено да изкупува обратно електроенергия на потенциално по-високи цени, което би довело до значителни финансови загуби в допълнение към загубата на приходи от намаленото производство. Тези загуби биха били утежнени от неликвидността на дългосрочните пазари, където големите спредове купува-продава и ограничените търгувани обеми биха могли да доведат до допълнително увеличение на разходите за изпълнение на договорните задължения ([122]).

5.2.3. *Позицията на Engie относно MOCP и заема за SDC*

(304) Engie подчерта, че необходимостта от MOCP и заемите за SDC е свързана предимно с конкретния контекст на проекта за LTO като следствие от: i) късното решение за удължаване на експлоатационния срок на Doel 4 и Tihange 3 и ограниченото време за подготовка и изпълнение на необходимите дейности по LTO, ii) остаряващите активи и повишения системен риск, свързан с наличието на два блока с еднаква технология, iii) едновременното рестартиране и експлоатация на блоковете от типа LTO през първите три години и iv) общите усреднени разходи за производство на енергия в резултат от удължаването, които са по-претеглени по отношение на E&П, отколкото при изцяло нов ядрен актив.

(305) Освен това Engie заяви, че както MOCP, така и заемите за SDC са строго необходими, тъй като: i) плащанията, дължими от белгийската държава по RA, не покриват сериозни събития, водещи до неразполагаемост, причинени от технически проблеми или от международни регулаторни непредвидени обстоятелства или ядрени аварийни ситуации; ii) противно на твърдението в съображение 269, буква б) от решението за откриване на процедурата, подобни неочаквани събития не са „крайни сценарии с ниска вероятност“, а има вероятност да се случат през следващите десет години; и iii) обхващат се само събития над определен праг.

а) С RA се дава възможност за корекции на цената на упражняване на CfD в полза на BE-NUC чрез специфични „поводи за повторно отваряне“, които обаче са свързани с ограничения и изключения. Например изключването на един или и на двата блока от типа LTO поради мерки за безопасност след аварийна ситуация или поради промяна в международните разпоредби няма да бъде обхванато от RA. Освен това събития, водещи до неразполагаемост поради определени технически проблеми, като например следните, няма да бъдат покрити от RA: прекъсвания, свързани с безопасността, след рутинни регулаторни проверки, които представляват част от очакваната експлоатация; задължителни подобрения, изисквани съгласно съществуващи или широко приети международни разпоредби, като например тези, произтичащи от Директива 2014/87/Евратом на Съвета след Фукушима ([123]); изключвания като предпазна мярка поради международни инциденти, които представляват предвидими регулаторни реакции; по-строги разпоредби в областта на околната среда, наложени от регионалните органи, които често засягат множество сектори; прекъсвания във веригата на доставките, които пречат на необходимата поддръжка или ремонти; и непредвидено износване на критично оборудване).

б) Вероятността от възникване на такива технически/регулаторни/извънредни събития не е толкова ниска, колкото е посочено в решението за откриване на процедурата, и може да окаже влияние както върху разходите за експлоатация на блоковете от типа LTO, така и върху тяхната разполагаемост. В това отношение Engie посочи:

— Авария като тази в Чернобил или във Фукушима не може да бъде изключена въпреки строгостта на настоящите разпоредби за ядрена безопасност.

— MOCP беше включен в споразумението въз основа на опита и историческото развитие при експлоатацията на белгийския ядрен парк от страна на Electrabel: през периода 2012—2022 г. са възникнали 11 значителни неочаквани събития, водещи до неразполагаемост, поради технически причини, засягащи седемте белгийски ядрени блока.

— Има няколко скорошни примера за продължителна неразполагаемост при други ядрени паркове в света (*напр*. Ringhals 4 в Швеция през 2022 г., Civaux 1 във Франция през 2021 г., Taishan 1 в Китай през 2021 г.).

([122]) Engie се сблъска с подобна ситуация през 2018 г., когато имаше неразполагаемост на няколко блока едновременно, в резултат на което средно едва 52 % от номиналната мощност на дружеството беше в експлоатация. Engie трябваше да изкупи обратно форуърдните си продукти за хеджиране в момент, когато белгийските цени се бяха увеличили значително и капацитетът за междусистемните връзки беше пренаситен, завършвайки годината с оперативна загуба EBITDA от [0—0,5] милиарда евро за ядрените си дейности (в сравнение с печалба от [0—0,5] милиарда евро през предходната година).

([123]) Директива 2014/87/Евратом на Съвета от 8 юли 2014 г. за изменение на Директива 2009/71/Евратом за установяване на общностна рамка за ядрената безопасност на ядрените инсталации (OB L 219, 25.7.2014 г., стр. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

в) Всички събития, водещи до разходи под прага от 5 милиона евро, не се квалифицират като „поводи за повторно отваряне“ и следователно не се компенсират от насрещната страна по RA.

(306) Engie заяви, че МОСР не представлява неограничена безвъзмездна помощ (противно на посоченото от Комисията в решението за откриване на процедурата) предвид посочените в RA права за прекратяване, които има насрещната страна по RA и които дават възможност да се ограничи нейната експозиция.

(307) Engie заяви, че удължаването на срока на заемите за SDC, за да се покрие частта от разходите след датата на рестартиране, беше принципно одобрено от белгийската държава в резултат на изтеглянето на датата на рестартиране на LTO по нейно искане (от 2026 г. на 2025 г.), като това означава, че дейностите по LTO трябва да се извършват, докато блоковете са в експлоатация, което ще доведе до генериране на по-малко приходи през първите три години от експлоатацията. Това беше в съответствие с основния принцип, договорен между Engie и белгийската държава, че акционерите имат експозиция на всички разходи, произтичащи от удължаването на експлоатационния срок на LTO, а BE-NUC финансира разходите за E&П със собствени приходи.

(308) Що се отнася до пропорционалността на финансовите механизми, предоставени по проекта за LTO, Engie твърди, че те не предпазват BE-NUC от какъвто и да е оперативен риск, както е посочено от Комисията в решението за откриване на процедурата. BE-NUC има частична експозиция на, наред с другото, риск, свързан с неразполагаемостта, през целия период на удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, както и на превишаване на оперативните разходи след датата на корекция, което може да попречи на генерирането на парични средства и да повлияе отрицателно върху нормата на възвръщаемост на BE-NUC. Тези разходи се отнасят до, наред с другото, увеличение на разходите за персонал (програми за задържане на персонал и допълнителни разходи за набиране/обучение за целите на продължаване на експлоатацията), разходи за E&П (увеличение на цената на материалите, недостиг във веригата за доставки на основни резервни части и компоненти, изисквания от AFCN/FANC (всички модификации на проекта подлежат на обстоен преглед и оспорване от страна на AFCN/FANC преди одобрение), непланирани сериозни повреди на оборудването преди рестартиране и др.), както и разходи за гориво (договорите са частично свързани с развитието на пазара).

(309) Освен това Engie твърди, че Electrabel, като оператор на блоковете от типа LTO, има силни стимули да постигне максимална разполагаемост на блоковете от типа LTO при нормални експлоатационни условия, за да избегне плащането на предварително уговорено обезщетение при неизпълнение, в случай че разполагаемостта падне под [90—100] % през която и да е договорна година.

(310) Engie представи симулация, показваща въздействието на събития, които не са обхванати от МОСР, върху рентабилността на LTO: i) събития, водещи до намалена разполагаемост по време на фазата на експлоатация, като илюстративна цел (увеличена честота на принудително изключване (FOR) и ii) увеличения на някои оперативни разходи след датата на корекцията в резултат на непредвидени разходи, както и комбинация от двата вида събития. На таблица 16 е показано, че тези събития биха могли да имат значителен отрицателен ефект върху IRR на BE-NUC.

Таблица 16

Въздействие върху рентабилността на LTO (100 %) на събития, които не са обхванати от МОСР

	Базов сценарий (без намалена разполагаемост)	FOR +5 %	FOR +10 %
Базов сценарий (без превишаване на оперативните разходи)		IRR = [5—10] % НИС = минус [100—300] млн. евро	IRR = [0—5] % НИС = минус [200—400] млн. евро
Оперативни разходи +5 %	IRR = [5—10] % НИС = минус [0—200] млн. евро	IRR = [5—10] % НИС = минус [100—300] млн. евро	IRR = [0—5] % НИС = минус [200—400] млн. евро
Оперативни разходи +10 %	IRR = [5—10] % НИС = минус [0—200] млн. евро	IRR = [0—5] % НИС = минус [100—300] млн. евро	IRR = [0—5] % НИС = минус [200—400] млн. евро

Източник: Отговор на Engie на решението за откриване на процедурата

(311) Освен това Engie твърди, че лихвеният процент по заемите за SDC е пропорционален и целесъобразен, както е показано от един независим анализ ([124]). Engie добави, че заемите за SDC са предназначени да бъдат изплатени, при условие че BE-NUC генерира достатъчно парични средства плюс лихвите в края на периода на LTO.

5.2.4. *Позицията на Engie относно условията на WCF и акционерните заеми*

(312) Engie поясни, че лихвеният процент на акционерните заеми и WCF ще бъде определен от съвета на директорите на BE-NUC при условия на сделка между несвързани страни, като се позовава на преобладаващите пазарни лихвени проценти и всяко сравнимо дългово финансиране от трети страни, което може да е налично към съответния момент.

(313) Освен това Engie поясни, че е подготвило информационен лист, в който е описана методиката, следвана за определяне на лихвените проценти. Engie обясни, че тази методика е в съответствие с политиките на Engie за трансферно ценообразуване при заемите и с принципа на ОИСР за свиване на данъчната основа и прехвърляне на печалби (BEPS), с който се гарантира, че определеният лихвен процент е в съответствие с условията на сделка между несвързани страни (вж. съображение 63).

(314) Поради това Engie стигна до заключението, че лихвеният процент както по WCF, така и по акционерните заеми е пропорционален.

5.2.5. *Позицията на Engie относно EMSA*

(315) Първо, Engie подчерта, че субектът от Engie Group (GEMS), който може да бъде избран за партньор по EMSA в резултат на тръжната процедура или като временно резервно решение, ще бъде напълно независим от стопанската единица „Ядрена енергетика“. Engie поясни, че от януари 2024 г. насам са въведени целесъобразни тръжни процедури, от една страна, и защитни стени в рамките на Engie Group, от друга страна, за да се избегне всякакво участие на Electrabel в избора на партньор по EMSA.

(316) Второ, Engie заяви, че не съществува риск от блокиране на пазара, произтичащ от потенциалния избор на GEMS в търга за EMSA. Engie твърди, че GEMS ще действа като страна с конкретен мандат, уточняващ стратегията BIS (от която дружеството не може да се отклонява), която получава възнаграждение чрез такса, а BE-NUC ще продължи да бъде собственик на електроенергията до нейната продажба. Поради това, тъй като съответните продажби на BE-NUC не могат да бъдат приписани на GEMS/Engie Group, не може да има засилване на позицията на Electrabel на белгийския пазар, в случай че GEMS бъде избрано за партньор по EMSA.

(317) Трето, тръжната процедура за избор на партньор по EMSA отговаря на изискванията за конкурентност, прозрачност и недискриминационен и безусловен характер, установени в практиката на Комисията. Тези изисквания са публикувани на равнището на ЕС и с тях ще бъдат уточнени критериите за квалификация (по-специално по отношение на финансовата стабилност и оперативния опит на кандидата). Поради тази причина, в случай че GEMS бъде избрано чрез тръжната процедура, изборът на GEMS за партньор по EMSA може да се счита за пропорционален. Освен това Engie твърди, че ако тръжната процедура не е успешна и GEMS бъде избрано за партньор по EMSA като резервно решение, критерият за пропорционалност така или иначе ще бъде изпълнен: GEMS ще получава възнаграждение при пазарни условия, на цена, определена от независим експерт в случай на несъгласие между страните, така че това възнаграждение да не надхвърля строго необходимото за постигането на целта на EMSA. Освен това Engie обясни, че резервното решение ще бъде само временно и белгийската държава незабавно ще започне отново с организирането на нов конкурентен търг.

([124]) Докладна записка на Compass Lexecon от 22 август 2024 г. „*Допълнителна бележка относно MOCP и заема за SDC*“, точка 1.12.

5.3. **Позицията на Engie относно споразумението за отпадъците**

(318) Engie заяви, че общата сума на тавана на отпадъците е достатъчна, за да покрие всички допълнителни рискове, които не биха били взети предвид при изчисляването на базовата сума. Освен това Engie отбелязва, че с тавана на отпадъците се очаква да се прехвърлят значително по-малко рискове на държавата, отколкото при прецедента от Германия, потвърден от Комисията. По-специално Engie твърди следното:

а) Отпадъците няма да бъдат автоматично прехвърлени на Hedera след заплащане на тавана на отпадъците. Ще бъдат прехвърлени само отпадъците, които отговарят на много строги договорни критерии за прехвърляне (СТС), а във всички останали случаи Electrabel ще носи отговорност за тях. СТС са договорени от експерти и се основават на най-добрите практики, съществуващи към момента. Освен това, в случай че Electrabel трябва да прехвърли допълнителни обеми отпадъци, дружеството трябва да заплати допълнителна сума на Hedera („такси за корекция на обема“).

б) В случая на Германия продължава да има несигурност относно местоположението на площадките за обезвреждане на отпадъците, докато в настоящия случай вече е известна площадката за погребване на отпадъците от категория А, което значително намалява нивото на несигурност.

в) За разлика от случая на Германия базовата сума на проекта за LTO включва високо ниво на непредвидени разходи.

г) В случая на Германия е използван номинален дисконтов процент от 4,58 % (определен спрямо процентите на EIOPA). На фона на значително повишения процент на EIOPA (+56 базисни пункта) много по-ниският дисконтов процент (-158 базисни пункта) от 3 % (номинална стойност), използван в проекта за LTO, изглежда напълно съвместим с текущото равнище на лихвените проценти. Освен това реалният лихвен процент от 1 %, използван в проекта за LTO, представлява консервативна стойност в сравнение с други европейски държави.

д) Hedera ще може да генерира възвръщаемост на инвестициите, която е достатъчна за покриване на нейните задължения за плащания. Резултатите от проучването на управлението на активите и пасивите (ALM), извършено от […] за целите на прегледа на CPN от 2022 г., са в подкрепа на това мнение.

(319) Поради тази причина Engie стигна до заключението, че сумата, платена от Electrabel по споразумението за отпадъците, ще покрие адекватно несигурностите, поети от BEGOV, и следователно ще бъде пропорционална.

(320) Относно пасивите за извеждане от експлоатация Engie заяви, че Electrabel, като оператор на седемте белгийски ядрени блока, ще продължи да носи отговорност за своите задължения за извеждане от експлоатация. Engie обаче призна, че Белгия ще покрие (увеличението на) разходите за извеждане от експлоатация, произтичащи пряко от проекта за LTO, чрез еднократно (пълно и окончателно) плащане към Electrabel.

(321) Engie се позовава на становището на CPN/CNV относно пасивите за извеждане от експлоатация и демонтиране на блоковете от типа LTO, в което CPN/CNV стигна до заключението, че въздействието на проекта за LTO върху разходите за извеждане от експлоатация (изразени като овърнайт разходи) представлява увеличение на разходите за извеждане от експлоатация (дисинергия) в размер на [100—500] милиона евро (по стойности от 2021 г.) или [100—500] милиона евро (по стойности от 2023 г.). Следователно Engie стигна до заключението, че сумата за прехвърляне на допълнителни пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO, както е определено от CPN/CNV, е пропорционална.

6. **МНЕНИЯ НА ТРЕТИ СТРАНИ**

(322) В допълнение към становището на Engie по време на обществената консултация относно решението за откриване на процедурата, която продължи до 9 септември 2024 г., Комисията получи становища от 7 трети страни участници в консултацията.

(323) Бяха получени мнения от държави членки, предприятия, асоциации и неправителствени организации. Мненията от трети страни също ще бъдат разгледани в съответните части на оценката, без да се прави специално позоваване на конкретното мнение.

(324) По-долу е представено описание на мненията и наблюденията от трети страни, които са от значение за оценката за наличието на държавна помощ (групирани по теми).

6.1. **Мнения относно наличието на помощ**

(325) Не бяха получени мнения относно наличието на помощ.

6.2. **Мнения относно съвместимостта на помощта**

6.2.1. *Мнения по отношение на целесъобразността на мярката и необходимостта от нея*

(326) Повечето от третите страни заявиха подкрепата си относно опасенията на Комисията, изразени в решението за откриване на процедурата, във връзка с целесъобразността на мярката и необходимостта от нея.

6.2.1.1. Общи наблюдения

(327) Една трета страна изрази несъгласие с Комисията относно съществуването и значението на неефективностите на пазара, посочени от белгийската държава, и заяви, че ядрената технология просто не е ефективна по отношение на разходите и не следва да бъде подкрепяна чрез държавно финансиране. Тази страна припомни, че съгласно правилата на ЕС за държавна помощ оперативната помощ като цяло е разрешена само при изключителни обстоятелства и следва да бъде ограничена до технологии, които все още не са продаваеми или не са достигнали ниво на зрялост, стига да са изпълнени специфични условия. Тази трета страна не е съгласна с целесъобразността и необходимостта от подкрепа за ядрената енергия, която тя счита за зряла и нерентабилна технология.

(328) Три от седем трети страни заявиха, че ядрената енергия не е подходяща технология за справяне с проблемите във връзка със сигурността на доставките поради ограничената гъвкавост на атомните електроцентрали, които трябва да имат постоянно производство, тъй като не е желателно да се извършва модулиране.

6.2.1.2. Целесъобразност на модела на CfD

(329) Петима от седем участници споделят опасенията на Комисията относно целесъобразността на модела на CfD. Най-важните опасения са: i) съответствие със законодателството на ЕС, ii) определяне на цената на упражняване при липса на конкурентна процедура (както например при ветроенергийните паркове в морето), iii) ограничените стимули за адаптиране на производството към пазарните условия, тъй като (в оригиналния модел на CfD) прагът за намаляване на производството се определя едва след период от 6 часа с отрицателни цени на пазарите на електроенергия, iv) изборът на референтната цена.

(330) Една трета страна обаче признава, че за операторите на ядрени централи е трудно да реагират на пазарните сигнали поради ограничените възможности за модулиране на атомните електроцентрали. Освен това една трета страна заяви, че по отношение на модела на CfD следва да не се прилага едно решение за всички, а държавите членки следва да имат гъвкавостта да коригират модела на CfD въз основа на конкретни обстоятелства. Например принципите за модела на CfD следва да се прилагат по различен начин за ядрените технологии в сравнение с възобновяемите източници на енергия с променлив характер и следва да се признае, че атомните електроцентрали служат за базови мощности.

(331) Комисията отбелязва, че към момента на решението за откриване на процедурата нито една от третите страни не е представила конкретни мнения относно начините, по които може да се подобри предложеният от белгийската държава модел на CfD.

6.2.2. *Мнения по отношение на пропорционалността на мярката*

(332) Шестима от седем участници в консултацията споделят опасенията на Комисията, изразени в решението за откриване на процедурата, относно пропорционалността на мярката.

6.2.2.1. Мнения относно пакета от финансови мерки

(333) Като цяло петима от седем участници в консултацията считат, че пакетът от мерки за финансово възнаграждение (в това число CfD, MOCP, няколко вида заеми) не е пропорционален. Тези трети страни се съгласиха с предварителната оценка на Комисията в решението за откриване на процедурата, че пакетът от мерки за финансово възнаграждение ще доведе до пълно отстраняване на риска за Engie.

(334) Една страна заяви, че при това споразумение белгийското правителство е в най-неблагоприятна позиция поради натрупване на финансови ангажименти за стимулиране на Engie да участва в споразумението, тъй като рисковете в крайна сметка се поемат от белгийските данъкоплатци.

(335) Една от страните, също като Комисията, сравни споразумението с предишното удължаване на експлоатационния срок на Doel 1, Doel 2 и Tihange 1 през 2015 г. и припомни, че това удължаване на експлоатационния срок беше постигнато без държавна помощ.

(336) Относно възнаграждението и изчисляването на вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) една трета страна отбеляза, че въпреки че това ниво на възвръщаемост може да е типично за ядрената енергетика, при настоящото ниво на IRR ще бъдат игнорирани многобройните елементи за ограничаване на риска, включени в предложеното споразумение. Макар и да не бяха предоставени конкретни указания за това каква IRR би била пропорционална, би била необходима корекция в посока намаление.

(337) Комисията наблюдава общо съгласие сред третите страни относно необходимостта от внимателно проучване на пакета от мерки за финансово възнаграждение.

6.2.2.2. Мнения относно споразумението за отпадъците

(338) Като общ коментар една трета страна припомни, че експлоатацията на атомните електроцентрали генерира изключително опасни вещества с дълъг живот, които не се срещат естествено никъде на Земята. Тази страна заяви, че пълните разходи за производство на електроенергия трябва да включват надежден план за третиране на тези вещества след използването им за производство на енергия.

(339) Относно управлението на ядрените отпадъци същата страна твърди, че дълбоките геоложки хранилища не могат да осигурят безопасно съхранение на отпадъците за неопределено време, тъй като геоложките формации, които са били стабилни в продължение на дълги периоди от историята на Земята, могат да станат нестабилни в дългосрочен план поради изменението на климата или самата радиация. Поради тази причина съгласно принципа на предпазните мерки се препоръчва съхранение над земната повърхност или на леснодостъпни места и преопаковане на всеки 50—100 години.

(340) Що се отнася до икономическите аспекти на споразумението за отпадъците, няколко трети страни считат, че условията са твърде положителни за Engie, тъй като разходите за третиране на ядрените отпадъци са подценени.

(341) Комисията отбелязва, че повечето трети страни не са предоставили конкретна информация относно това коя конкретна част от споразумението за отпадъците е проблематична, кои параметри ще трябва да бъдат променени и каква би била разумната и пропорционална стойност за споразумението за отпадъците. Само една страна заяви, че Белгия следва да вземе предвид и разходите за определяне на площадка за депо за ядрените отпадъци, но също не предостави повече подробности.

6.2.3. *Получено мнение относно потенциално неоправдано нарушаване на конкуренцията и търговията между държавите членки*

6.2.3.1. Въздействие върху възобновяемите източници на енергия и декарбонизацията

(342) Шест от седем трети страни твърдят, че подкрепата за ядрената енергия не е благоприятна за климата въпреки нейния принос за намаляване на емисиите на CO2. Тези трети страни посочиха, че подкрепата за ядрената енергия води до забавяне на развитието на възобновяемите източници на енергия и не спомага за постигането на целите в областта на климата. По-специално в това отношение бяха повдигнати следните аргументи:

а) Една трета страна изрази опасения, че равнището и формата на публичните субсидии за атомните електроцентрали в Doel и Tihange може да доведат до намаляване на стимулите за разширяване на енергията от възобновяеми източници и по този начин да забавят декарбонизацията на европейската енергийна система и електрификацията на икономиката. Друга трета страна посочи, че тъй като производството на слънчева и вятърна енергия ще трябва да се адаптира към негъвкавото производство на ядрена енергия, то ще бъде в неравностойно положение. По-специално една причина за това е, че възобновяемите източници на енергия са изложени на конкуренция, докато държавите членки поемат рисковете на операторите на ядрени централи.

б) Някои трети страни твърдят, че ядрената енергия не може да представлява легитимна стратегия за декарбонизация на икономиките на ЕС, тъй като тя не е конкурентноспособна по отношение на разходите, за нея се използват твърде много оскъдни ресурси (не само финансови, но и човешки и материални ресурси) и систематично е засегната от забавяния.

в) Една трета страна заяви, че дори ядрените технологии да могат да допринесат повече за декарбонизацията в сравнение с други технологии, общият баланс по отношение на околната среда е отрицателен (*напр*. поради погребването на ядрените отпадъци).

г) Една трета страна отбеляза, че държавната помощ, предоставена на Engie, може да бъде в ущърб на множество по-малки участници в бъдещата децентрализирана енергийна система. Тази страна настоятелно призова Комисията да разгледа инвестиционния климат за фотоволтаични инсталации и вятърни турбини в Белгия, *т.е.* други по-рентабилни технологии, за които може да не е необходима държавна помощ, преди да се осигурят големи суми държавна помощ за атомни електроцентрали. Освен това тази страна поиска да се направи оценка на бъдещите нужди от базова електроенергия.

(343) Една трета страна пък изрази несъгласие с гореизложените аргументи и заяви, че ядрената енергия играе важна роля за постигането на целите на ЕС в областта на климата и сигурността на доставките. Тази страна призова Комисията да вземе предвид сложността на инвестициите в ядрената енергетика и да предостави известна степен на свобода на действие на държавите членки да изберат набор от подходящи мерки за помощ, за да подкрепят инвестициите в този сектор.

6.2.3.2. Липса на тръжна процедура и продажби на ядрена електроенергия

(344) Една трета страна посочи със съжаление, че предложеното споразумение между белгийската държава, Engie и Electrabel за удължаване на експлоатационния срок на Doel 4 и Tihange 3 е било договорено, без да бъде организирана тръжна процедура. Според този участник в консултацията с комбинация от портфейл от широкомащабни възобновяеми източници на енергия и съхранение чрез батерии може да се осигури профил на производство на електроенергия, подобен този при ядрената енергия.

(345) Относно продажбите на ядрена електроенергия в настоящото споразумение друг участник в консултацията заяви, че услугите по енергийно управление следва да се предоставят от независима страна, в случай че не може да бъде сключен договор с участник, успял в тръжната процедура.

6.2.4. *Други мнения от трети страни*

(346) Една от третите страни твърди, че използването на ядрена енергия за производство на електроенергия е в нарушение на принципа „замърсителят плаща“ и на принципа на предпазните мерки, посочени в член 191 от ДФЕС.

(347) Няколко трети страни изразиха опасения относно проблеми по отношение на сигурността, свързани с експлоатацията на ядрените технологии.

а) Една от страните счита, че не могат да бъдат изключени големи аварии в атомните електроцентрали, което би имало последици и за други държави членки.

б) В по-общ план същата страна счита, че в последно време е видна опасността във връзка с атомните електроцентрали в контекста на въоръжени конфликти, тъй като гражданската ядрена инфраструктура по принцип не е проектирана, за да бъде устойчива на преките и косвените последици от военни събития. Атомните електроцентрали могат да се превърнат в потенциални цели, чието унищожаване може да причини радиоактивно замърсяване, което не само представлява огромен риск за сигурността, но и може да дестабилизира енергийните доставки на държавата.

в) Друга страна твърди, че въпреки всички модернизации и подобрения по отношение на безопасността всяко удължаване на експлоатационния срок на една атомна електроцентрала води до повишен риск от отрицателни въздействия, свързани с качеството и надеждността на компонентите на ядрените реактори, които намаляват с времето. Според тази страна остаряването на оборудването води до тенденция за неизправност на силно замърсени компоненти на реакторите и увеличаване на оперативните прекъсвания.

г) Една от страните припомни, че достъпността на уран и торий продължава да бъде ограничена и че зависимостта на държавите членки на ЕС от вноса на уранови руди е близо 100 %. Тази страна отхвърля идеята за „горивен цикъл“, като твърди, че преработката на отработеното гориво не може да се повтаря толкова често, колкото е възможно, и заявява, че преработката води до значителни рискове за безопасността, здравето, околната среда и разпространението.

(348) Една трета страна заяви, че има опасения относно извършването на оценката на въздействието върху околната среда. По-специално тя заяви, че в обществената консултация не са били разгледани основни въпроси относно необходимите подобрения по отношение на безопасността и управлението на остаряването на оборудването. Тази страна заяви, че е представила разширена позиция по въпроса, която не е била взета предвид.

(349) Накрая, една трета страна припомни, че макар и един от аргументите, представени от Белгия с оглед осъществяването на проекта за LTO, да е намаляването на зависимостта ѝ от Русия за природен газ, европейската ядрена енергетика продължава да бъде силно зависима от Русия по отношение на ядреното си гориво, тъй като Русия играе основна роля както в производството, така и в преработката на уран. Според този участник в консултацията би било по-лесно да се намерят алтернативни източници на природен газ, отколкото да се премахне Русия от сегашната ѝ роля в европейската ядрена енергетика.

7. **ОТГОВОР НА БЕЛГИЯ НА МНЕНИЯТА ОТ ТРЕТИ СТРАНИ**

(350) На 30 октомври 2024 г. белгийските органи изпратиха своя отговор на мненията, представени от трети страни.

(351) Като цяло белгийската държава приветства изразените становища, но счете, че някои от повдигнатите въпроси са от чисто политически характер, неясни или основани на неправилно разбиране на проекта за LTO.

(352) Освен това Белгия обясни, че повечето от повдигнатите въпроси вече са били разгледани в предишните ѝ становища и в отговора ѝ на решението за откриване на процедурата. Основните доводи, представени от Белгия в отговор на опасенията, изразени от трети страни, ще бъдат посочени по-долу. Ще бъдат подчертани по-специално отговорите на мненията, които имат пряко отношение към оценката за наличието на държавна помощ.

(353) Относно критиките на някои трети страни, че е следвало да бъдат разгледани други механизми за финансиране или други производствени технологии (например тръжна процедура за профила на производство на електроенергия, която да бъде отворена за други производители на енергия, инвестиции в мащабни възобновяеми източници на енергия по белгийския механизъм за осигуряване на капацитет (CM) и съхранение чрез батерии), Белгия предостави следните отговори:

а) Белгия се позова на значителните инвестиционни разходи, свързани с ядрените проекти, и съществуването на допълнителни неефективности на пазара в сравнение с други технологии (вж. съображение 39), което прави невъзможно финансирането на проекта за LTO по белгийския механизъм за осигуряване на капацитет. Освен това Белгия заяви, че тръжният механизъм, като например търговете по белгийския CM, не е подходящ инструмент за финансиране на производството на ядрена енергия, така че за блоковете от типа LTO е необходим специфичен пакет за подкрепа.

б) Белгия припомни, че съгласно член 194, параграф 2 от ДФЕС държавите членки имат автономията да формират своите енергийни политики, в това число възможността да включат ядрената енергия в енергийния си микс, и че разнообразната комбинация от методи за производство на енергия е от съществено значение за поддържането на надеждна и балансирана енергийна мрежа. През 2022 г. Белгия реши, че съответните ядрени мощности следва да бъдат част от белгийския енергиен микс в продължение на още десет години и това решение относно енергийния микс не може да зависи от резултата от търг.

в) Освен това Белгия подчерта, че само Electrabel може разумно да експлоатира блоковете от типа LTO като техен настоящ (мажоритарен) собственик и единствен оператор на атомни електроцентрали в Белгия. Белгия припомни, че достъпът до мощности за производство на ядрена енергия изисква специално, включително специфично за държавата, ноу-хау, което не е достъпно за всички участници на пазара, и че в настоящия случай провеждането на търг не би довело до смислени резултати, тъй като не е възможно да бъде избран друг оператор освен Electrabel.

(354) Относно коментарите на трети страни във връзка с пакета от различни мерки (финансова подкрепа, споразумение за отпадъците) в подкрепа на проекта за LTO, които са счетени за прекомерни, несъответстващи на пазарните стимули и непропорционални, Белгия твърди, че споразуменията включват различни механизми, чрез които ще се насърчи BE-NUC да реагира на пазарните сигнали колкото е възможно в рамките на техническите ограничения на централите. По-конкретно:

а) Относно CfD Белгия повтори, че моделът на CfD е определен съгласно техническите, регулаторните и икономическите ограничения на блоковете от типа LTO. В него е включен механизъм за споделяне на загубите и ползите с IRR между 6 % и 8 %, с който се стимулира BE-NUC да: i) оптимизира структурата на разходите си преди определяне и преразглеждане на цената на упражняване, ii) увеличи максимално производството на централите, когато се очакват високи цени и когато наближава недостиг в електроенергийната система (*напр.* през зимата), iii) ограничи потенциалните извънредни печалби, iv) задейства модулиране в случай на продължителни периоди с отрицателни цени и v) гарантира, че планираните прекъсвания за дългосрочна експлоатация, поддръжка и презареждане с гориво са планирани през лятото, когато цените обикновено са най-ниски.

б) Що се отнася до комбинацията от няколко финансови подмерки в допълнение към CfD, Белгия заяви, че тези мерки са ограничени до необходимия минимум и че всяка от тях покрива специфични рискове, свързани с проекта за LTO (и следователно подмерките се допълват взаимно). Белгия припомни, че: i) MOCP и заемите за SDC са от съществено значение, за да се гарантира, че BE-NUC генерира достатъчно парични потоци, за да плаща на оператора и да поддържа дългосрочна оперативна жизнеспособност, и ii) структурата на JV, акционерните заеми и механизмът за оборотен капитал са проектирани така, че да имат еднакви условия както за белгийската държава, така и за Electrabel в качеството им на акционери и ще бъдат сключени при пазарни условия.

в) Белгия заяви, че проектът за LTO не противоречи на принципа „замърсителят плаща“ и принципа на предпазните мерки, и припомни, че при подобни ядрени проекти в Германия и Обединеното кралство, както по отношение на механизмите за финансиране, така и на системата за таван на отпадъците, вече е било установено, че принципът „замърсителят плаща“ и принципът на предпазните мерки са спазени и съответно тези проекти са били одобрени от Комисията.

г) Що се отнася до споразумението за отпадъците, Белгия заяви, че съответните пасиви за ядрени отпадъци ще бъдат прехвърлени към белгийската държава чрез еднократно плащане в размер на 15 милиарда евро, като тази сума е определена въз основа на солидна методика и експертна оценка. Освен това Белгия посочи, че крайната отговорност за безопасното управление на отработеното гориво и радиоактивните ядрени отпадъци е на държавите членки и това представлява основен принцип, залегнал в член 4, параграф 1 от Директива 2011/70/Евратом на Съвета ([125]).

(355) Относно мненията на трети страни във връзка с възпрепятстването на развитието на енергията от възобновяеми източници, Белгия твърди, че търсенето на електроенергия ще продължи да нараства, което ще води до създаването на възможности за всички видове производство на електроенергия. Освен това Белгия подчерта намеренията си да развива и подкрепя по-нататъшното развитие на сектора на енергията от възобновяеми източници.

(356) Относно мнението на една трета страна във връзка с оценката на въздействието върху околната среда Белгия твърди, че оценката на въздействието върху околната среда на проекта за LTO е била проведена по инициатива на отдел „Икономика“ на FPS и че тя е била организирана в пълно съответствие с правната рамка на Белгия и Орхуската конвенция ([126]). Освен това Белгия подчерта, че всички правила за обществените поръчки са били спазени от страна на белгийските органи и Engie.

(357) Що се отнася до опасенията на трети страни относно продажбите на електроенергия от ядрено производство, Белгия подчерта, че са въведени специфични предпазни мерки, за да се осигурят допълнителни предпазни мерки по отношение на партньора по EMSA. Белгия подчерта, че Engie ще бъде изключена от процедурата по подбор и вземане на решения и че ще бъдат взети достатъчни мерки, за да се избегне конфликт на интереси, в случай че GEMS участва в търга за EMSA.

(358) По отношение на мнението, свързано с продължаващата зависимост от Русия, Белгия твърди, че при договорите за доставка на Synatom, договорени или в процес на договаряне под надзора на Агенцията за снабдяване към Евратом, изрично са изключени доставчиците на природен уран и услуги за преработка от Русия.

8. **ОЦЕНКА НА МЯРКАТА**

8.1. **Наличие на държавна помощ**

(359) Съгласно член 107, параграф 1 от ДФЕС всяка помощ, предоставена от държава членка или чрез ресурси на държава членка, под каквато и да било форма, която нарушава или заплашва да наруши конкуренцията чрез поставяне в по-благоприятно положение на определени предприятия или производството на някои стоки, доколкото засяга търговията между държавите членки, е несъвместима с вътрешния пазар.

(360) Дадена мярка представлява държавна помощ по смисъла на член 107, параграф 1 от ДФЕС, ако отговаря кумулативно на четири условия. Първо, мярката трябва да се предоставя от държавата или чрез ресурси на държавата. Второ, мярката трябва да предоставя предимство за получателя на помощ. Трето, мярката трябва да поставя в по-благоприятно положение определени предприятия или стопански дейности (*т.е.* трябва да има степен на избирателност). Четвърто, мярката трябва да е в състояние потенциално да засегне търговията между държавите членки и да наруши конкуренцията на вътрешния пазар.

([125]) Директива 2011/70/Евратом на Съвета от 19 юли 2011 г. за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци (ОВ L 199, 2.8.2011 г., стр. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Конвенцията на ИКЕ на ООН за достъпа до информация, участието на обществеността в процеса на вземането на решения и достъпа до правосъдие по въпроси на околната среда, позната като Орхуската конвенция. Орхуската конвенция е многостранно споразумение по околната среда, с което се увеличават възможностите на гражданите за достъп до информация в областта на околната среда и прозрачността на тази информация и се осигурява надеждна процедура за регулиране.

(361) В раздел 4.1.1 от решението за откриване на процедурата Комисията обясни, че трите компонента на мярката, за която е постъпило уведомление, са били планирани заедно и са неделими една от друга. Съгласно точка 81 от Известието на Комисията относно понятието за държавна помощ различни мерки могат да се разглеждат като „единна намеса“. Такъв може да е по-конкретно случаят, когато последователните мерки на намеса са така тясно свързани предвид хронологията на приемането им, целта им и положението на предприятието към момента на приемането им, че е невъзможно да бъдат отделени една от друга ([127]). Например поредица държавни намеси, които са извършени по отношение на едно и също предприятие през относително кратък период от време и са свързани една с друга или всички те са били планирани или предвидими в момента на първата намеса, могат да се оценяват като една намеса ([128]).

(362) В съображения 204 и 208 от решението за откриване на процедурата Комисията обясни, че трите компонента на мярката, включително всички техни подкомпоненти, са насочени в своята съвкупност към удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, тъй като са били планирани заедно, имат една и съща цел и са установени с едно и също споразумение, а именно споразумението за изпълнение от 13 декември 2023 г. (вж. съображение 24), и съгласно един и същ законодателен акт, а именно Закона „Феникс“ относно сигурността на енергийните доставки и реформата на сектора на ядрената енергия (вж. раздел 3.5.2), и всички са отпуснати от един и същ предоставящ орган, а именно белгийската държава. Освен това удължаването на експлоатационния срок на двата ядрени реактора, което води до проекта за LTO, беше инициирано от белгийското правителство, а участието на Engie и Electrabel в споразумението зависеше от получаването на подходящо ниво на възнаграждение, гаранция срещу правни промени във връзка с производството на електроенергия от ядрени източници и допълнително ограничаване на риска по отношение на разходите за ядрени отпадъци (вж. съображение 23). Следователно всеки от трите компонента на мярката, за която е постъпило уведомление, включително техните подкомпоненти, са тясно свързани и би било невъзможно да бъдат разделени, тъй като заедно представляват необходимо условие за участието на Engie и Electrabel в проекта за LTO.

(363) Предвид гореизложеното Комисията установи, че трите компонента следва да бъдат разгледани заедно като единна намеса. Трите компонента са взаимозависими и имат взаимно допълващи се ефекти върху изпълнението на проекта за LTO. Освен това Комисията направи предварителната констатация, която се отнася за трите компонента на мярката, разгледани заедно, че намесата може да представлява държавна помощ, тъй като е предоставена от държавни ресурси, които могат да бъдат приписани на белгийската държава, че мярката може да предоставя избирателно икономическо предимство и че тя може да е в състояние потенциално да засегне търговията между държавите членки и да наруши конкуренцията на вътрешния пазар.

(364) Комисията не е открила причини да промени оценката си по тези аспекти по време на официалното разследване. Тъй като трите компонента на мярката са били планирани заедно, имат една и съща цел, установени са с едно и също споразумение и закон и са отпуснати от един и същ предоставящ орган, а и трите са били необходими, за да бъдат убедени Engie и Electrabel да участват в проекта за LTO, Комисията счита, че те са част от единна намеса и следва да бъдат разгледани заедно като единна намеса.

8.1.1. *Приписване на мярката на държавата и наличие на държавни ресурси*

(365) За да могат мерките да бъдат категоризирани като държавна помощ по смисъла на член 107, параграф 1 от ДФЕС те трябва да са предоставени пряко или непряко чрез държавни ресурси.

(366) Както е обяснено в съображение 213 от решението за откриване на процедурата, решението за комбинацията от подмерки по проекта за LTO, както е описано в раздел 3 от настоящото решение, е било взето от белгийската държава (в съгласие с Engie) към момента на подписване на споразумението за изпълнение на 13 декември 2023 г. Освен това проектът за LTO включва създаването на частично държавно предприятие (BE-NUC), а предоставящият орган е белгийската държава.

([127]) Решение от 19 март 2013 г., *Bouygues and Bouygues Télécom/Комисия и други*, съединени дела C-399/10 P и C-401/10 P, EU:C:2013:175, т. 104; решение от 13 септември 2010 г., *Гърция и др./Комисия*, съединени дела T-415/05, T-416/05 и T-423/05, EU:T:2010:386, т. 177; решение от 15 септември 1998 г., *BP Chemicals/Комисия*, T-11/95, EU:T:1998:199, т. 170 и 171.

([128]) Решение от 15 декември 2021 г., *Oltchim SA/Комисия*, T-565/19, EU:T:2021:904, т. 93—197.

(367) Както е разяснено в съображение 214 от решението за откриване на процедурата, проектът за LTO се състои от редица подмерки, включващи прехвърляне на държавни ресурси в полза на BE-NUC, новосъздаденото JV, което е собственост на белгийската държава и Electrabel. По-специално подкрепеният от държавата CfD, с който на JV се дава възможност да получава допълнително възнаграждение, в случай че пазарните цени доведат до недостиг на приходи от дейността, води до прехвърляне на държавни ресурси в полза на JV.

(368) Въз основа на гореизложените причини Комисията стига до заключението, че мярката е предоставена чрез държавни ресурси и може да бъде приписана на държавата по смисъла на член 107, параграф 1 от ДФЕС.

8.1.2. *Избирателно икономическо предимство*

(369) Една мярка се счита за избирателна, ако поставя в по-благоприятно положение само определени предприятия или производството на някои стоки. Комисията препотвърждава, че с настоящата мярка, включително различните ѝ подкомпоненти, оценени както заедно, така и поотделно, се предоставя избирателно предимство по смисъла на член 107, параграф 1 от ДФЕС.

(370) Както е разяснено в съображение 217 от решението за откриване на процедурата, проектът за LTO, включително трите компонента на мярката, за която е постъпило уведомление, е насочен към удължаване на експлоатационния срок на два ядрени реактора с оглед предлагане на електроенергия на енергийния пазар, с което да се допринесе за сигурността на доставките. С мярката на основните бенефициери —Electrabel и Luminus, както и на BE-NUC, ще се предостави специфично предимство: i) което не е предоставено на други енергийни оператори в подобни правни и фактически ситуации предвид целта и последиците от мярката (да се осигури финансиране и стабилни приходи за целите на удължаването на експлоатационния срок на два ядрени реактора и гарантирането на сигурността на доставките на електроенергия в Белгия), и ii) което те не биха получили при нормални пазарни условия и без специално споразумение относно различните компоненти на мярката. Това предимство е избирателно, тъй като облагодетелства собствениците и оператора на блоковете от типа LTO, които са в сравнимо фактическо и правно положение с други доставчици на производствени мощности, които нямат възможност да експлоатират атомни електроцентрали в Белгия, но също могат да допринесат за сигурността на доставките (като газови централи, оператори, които реагират на потреблението, и доставчици на услуги за съхранение).

(371) Освен това, както е разяснено в съображение 218 от решението за откриване на процедурата, с много от отделните подмерки, които са част от проекта за LTO, се предоставя избирателно икономическо предимство на Electrabel и/или Luminus (и на допринасящите дружества, когато е приложимо). Например RA в компонент 1 включва двупосочен CfD, съгласно който се установява фиксиран поток от приходи за производството на електроенергия от ядрени източници, като по този начин собствениците на централите се предпазват от пазарни рискове. Освен това белгийската държава предоставя заем като акционер, заеми за SDC и минимални оперативни разходи и капиталово плащане, за да покрие първоначалните разходи на блоковете от типа LTO и потенциалната им липса на рентабилност. Тези заеми и споразумения не са достъпни за други конкуренти и поради това предоставят избирателно икономическо предимство на Electrabel, като част от BE-NUC, и Luminus. С компонент 3 на Engie и Luminus се осигурява защита във връзка с възстановяването на разходите в случай на промяна на законодателството или политиката, като по този начин се намалява инвестиционният риск и той се прехвърля към държавата и се предоставя икономическа полза, която не би могла да бъде получена при нормални пазарни условия и която не е на разположение на други пазарни оператори.

(372) Белгия твърди, че тръжната процедура за EMSA ще се проведе доброволно в съответствие с белгийския закон за възлагане на обществени поръчки от 17 юни 2016 г. и кралския указ за възлагането на обществени поръчки за сектора на комуналните услуги от 18 юни 2017 г. Партньорът по EMSA ще бъде избран чрез открит, прозрачен, недискриминационен и безусловен търг. Конкурентната тръжна процедура за EMSA, която се основава на и е в съответствие с процедурите, предвидени в директивите за обществените поръчки, гарантира, че споразумението, в този случай за закупуване на услуги за енергийно управление, е в съответствие с пазарните условия и изключва всяко предимство, предоставено на енергийния управител. Следователно проектът за LTO не предоставя избирателно предимство на партньора по EMSA.

(373) Въз основа на гореизложените причини Комисията стига до заключението, че проектът за LTO предоставя избирателно икономическо предимство на бенефициерите на мярката.

8.1.3. *Заплаха за неоправдано нарушаване на конкуренцията и въздействие върху търговията*

(374) Както Комисията посочи в съображение 221 от решението за откриване на процедурата, пазарът на електроенергия е либерализиран и производителите на електроенергия участват в търговията между държавите членки, така че съществува вероятност предимство, предоставено на производителите на ядрена електроенергия, да наруши конкуренцията и да засегне търговията между държавите членки. Електроенергията от ядрени източници обикновено се продава на вътрешния пазар на електроенергия, където тя се конкурира с всички източници на електроенергия, включително и с тези в други държави членки. Освен това белгийският пазар на електроенергия има висока междусистемна свързаност в главния регион за изчисляване на преносната способност (CORE).

(375) Поради това Комисията потвърждава позицията си, че предимството, предоставено на бенефициерите чрез проекта за LTO, заплашва да наруши конкуренцията и да засегне търговията между държавите членки.

8.1.4. *Заключение относно наличието на помощ*

(376) Поради това Комисията стига до заключението, че компонент 1, компонент 2 и компонент 3 от мярката, за която е постъпило уведомление (заедно с проекта за LTO), като различни мерки, отнасящи се до единна държавна намеса, включват държавна помощ по смисъла на член 107, параграф 1 от ДФЕС.

8.2. **Законосъобразност на помощта**

(377) Както Комисията посочва в съображение 224 от решението за откриване на процедурата, Комисията е била уведомена за мярката на 21 юни 2024 г. и до този момент тя не е била приведена в действие. Белгия потвърди, че преди приключването на сделката няма да бъдат извършвани никакви реални дейности освен подготвителните работи, които са част от развойните дейности по JDA++. Приключването на сделката и привеждането в действие на мярката зависят от одобрението на мярката от страна на Комисията, тъй като одобрението за държавна помощ е предварително условие за прилагането на споразумението за изпълнение.

(378) Следователно белгийските органи са изпълнили задълженията си за уведомяване и отлагане съгласно член 108, параграф 3 от ДФЕС.

8.3. **Съвместимост на мярката с вътрешния пазар**

(379) Тъй като беше установено, че мярката включва държавна помощ, Комисията допълнително проучи дали тя може да се счита за съвместима с вътрешния пазар.

8.3.1. *Правно основание за оценката*

(380) Комисията оцени мярката, за която е постъпило уведомление, въз основа на член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС, където се предвижда, че Комисията може да обяви за съвместими „*помощите, които имат за цел да улеснят развитието на някои икономически дейности или на някои икономически региони, доколкото тези помощи не засягат по неблагоприятен начин условията на търговия до степен, която противоречи на общия интерес*“.

8.3.2. *Положително условие: развитие на икономическа дейност*

8.3.2.1. *Принос към развитието на икономическа дейност*

(381) В член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС се предвижда, че Комисията може да обяви за съвместими „помощите, които имат за цел да улеснят развитието на някои икономически дейности или на някои икономически региони, доколкото тези помощи не засягат по неблагоприятен начин условията на търговия до степен, която противоречи на общия интерес“. Следователно, за да се счита за съвместима съгласно тази разпоредба на договора, помощта трябва да допринася за развитието на определена икономическа дейност ([129]).

(382) Държавната намеса може да се окаже необходима за улесняване или стимулиране на развитието на някои икономически дейности, които при липса на помощ не биха се развили или не биха се развили със същите темпове или при същите условия.

([129]) Решение на Съда от 22 септември 2022 г, *Австрия/Комисия*, C-594/18 P, EU:C:2020:742, т. 20 и 24.

(383) Белгия твърди, че и с трите компонента на мярката се намаляват основните рискови фактори, които възникват при инвестиции в активи за производство на ядрена енергия. Както е разяснено в раздел 3.1 от настоящото решение и в раздел 2.3 от решението за откриване на процедурата, целта на мярката, за която е постъпило уведомление, е да се даде възможност за инвестиции в два съществуващи ядрени реактора, за да се гарантира тяхната експлоатация за удължен период от 10 години (по-специално чрез компонент 1 от мярката, вж. раздел 3.3.1), като по този начин се допринесе за сигурността на доставките в Белгия и се осигури финансирането за управлението на ядрените отпадъци и отработеното ядрено гориво в дългосрочен план (по-специално чрез компонент 2 от мярката, вж. раздел 3.3.2). Освен това Белгия твърди, че правната защита (чрез компонент 3 от мярката, вж. раздел 3.3.3) е необходима за осъществяването на проекта за LTO чрез ограничаване на някои рискове, за които се счита, че са извън контрола на инвеститора.

(384) Комисията припомня, че Съдът е признал развитието на нови ядрени мощности за икономическа дейност по смисъла на член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС ([130]) и е установил, че член 107 от ДФЕС може да се прилага за инвестиции в производство на ядрена енергия ([131]). Тъй като проектът за LTO допринася за развитието на производството на електроенергия от ядрени енергийни източници в Белгия, той допринася и за развитието на икономическа дейност в Белгия.

(385) Поради това Комисията счита, че мярката улеснява развитието на определена икономическа дейност, както се изисква в член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС.

8.3.2.2. Стимулиращ ефект

(386) Може да се счита, че държавната помощ улеснява дадена икономическа дейност, само ако има стимулиращ ефект. Стимулиращ ефект е налице, когато помощта стимулира бенефициера да промени поведението си в посока развитие на икономическа дейност, към която е насочена помощта, и ако тази промяна в поведението не би настъпила без помощта.

(387) Както е обяснено в съображения 5 и 6 от решението за откриване на процедурата и в съображения 19 и 23 от настоящото решение, Белгия поясни, че без наличието на помощ Engie няма да има необходимите стимули да продължи да инвестира в развиването на мощности за производство на ядрена електроенергия, по-специално след като преди решението на белгийското правителство относно проекта за LTO през март 2022 г. Белгия планираше постепенно пълно спиране на ядрената енергия (вж. раздел 2.2). Освен това Белгия обясни, че съществуват сериозни неефективности на пазара, свързани с инвестициите в ресурси за производство на електрическа енергия като цяло и в производството на ядрена енергия в частност (вж. раздел 3.1). Инвестициите в ядрена енергетика без държавна подкрепа е малко вероятно да бъдат рентабилни поради несигурността в тенденциите на пазара на електроенергия, особено при удължаване на експлоатационния срок за ограничен период от 10 години.

(388) Както е обяснено в съображение 19 от настоящото решение и в съображение 5 от решението за откриване на процедурата, Engie вече е обявило плановете си да напусне ядрения сектор в Белгия и съответно е адаптирало комуникацията и стратегията си. В отговор на обществената консултация във връзка с решението за откриване на процедурата Engie потвърди, че няма съмнение, че Electrabel не би продължило експлоатацията на блоковете от типа LTO без проекта за LTO с трите му компонента (вж. раздел 5.1.2).

(389) Освен това Белгия твърди, че развойните дейности, предприети в резултат на сключването на JDA++ преди приключването на сделката, са само подготвителни работи и проучвания за осъществимост и че няма да бъдат предприети реални дейности преди официалното приключване на сделката (вж. раздел 3.3.1.1).

(390) Комисията счита, че всички компоненти на мярката имат една и съща специфична цел и са необходими за осъществяването на проекта за LTO.

a) Механизмите за финансова подкрепа по компонент 1 на мярката, за която е постъпило уведомление, са необходими за ограничаване на риска във връзка с проекта за LTO и за покриване на инвестиционните му разходи, включително разумна печалба, по-специално тъй като — съгласно настоящото правно основание — операторът на ядрената централа трябва отново да прекрати ядрените дейности след 10-годишното удължаване на експлоатационния срок, което води до още по-високо ниво на несигурност по отношение на приходите от производство на ядрена енергия.

([130]) *Пак там*, т. 63.
([131]) *Пак там*, т. 32.

б) Споразумението за отпадъците по компонент 2 от мярката и споразумението за правна защита в случай на промяна на законодателството, отнасящо се до производството на ядрена енергия (компонент 3), също бяха поставени като условие от страна на Engie и Electrabel, преди да обмислят възможността да участват в проекта за LTO и да влязат отново в сектора на ядрената енергетика в Белгия.

(391) С оглед на гореизложеното Комисията счита, че мярката има стимулиращ ефект, тъй като подтиква бенефициерите да се ангажират с икономическа дейност, която те не биха извършвали без мярката.

8.3.2.3. Спазване на приложимите разпоредби на правото на Съюза

(392) Както е обяснено в решението за откриване на процедурата, Съдът е постановил в решението по делото Hinkley Point C ([132]), че *държавна помощ, която нарушава разпоредби или общи принципи на правото на Съюза, не може да бъде обявена за съвместима с вътрешния пазар*. По-специално, що се отнася до ядрената енергетика, Съдът е пояснил, че за секторите, *попадащи в обхвата на Договора за ЕОАЕ, държавна помощ за принадлежаща към този сектор икономическа дейност, чието разглеждане разкрие, че тя нарушава норми от правото на Съюза в областта на околната среда, не би могла да се обяви за съвместима с вътрешния пазар съгласно тази разпоредба*.

(393) Освен това Съдът подчертава, че вторичното законодателство, като например Директива 2011/92/ЕС, съгласно която някои проекти подлежат на оценка на въздействието върху околната среда, се прилага за атомните електроцентрали и други ядрени реактори.

(394) Съдът също така уточнява, че инвестициите в ядрена енергетика не са изключени от приложното поле на член 194 от ДФЕС относно политиката на Съюза в областта на енергетиката ([133]). Както е посочено в съдебната практика ([134]), тъй като съгласно ДФЕС държавите — членки на ЕС, имат право на свободен избор да включат ядрената енергия в своя енергиен микс, изглежда, че целите и принципите на правото на ЕС в областта на околната среда и преследваните с Договора за ЕОАЕ цели не са в противоречие, поради което не може да се счита, че при всички обстоятелства принципите на опазване на околната среда, на предпазните мерки, на „замърсителят плаща“ и на устойчивост не допускат предоставяне на държавни помощи за изграждането или експлоатацията на атомна електроцентрала.

(395) Следователно фактът, че мерките се отнасят до ядрената енергия, не ги прави несъвместими с вътрешния пазар. Белгия е избрала ядрената енергетика, за да отговори на опасенията във връзка със сигурността на доставките и да допринесе за декарбонизацията на енергийния си микс (вж. раздели 2.3 и 2.4).

(396) Както е посочено в съображение 240 от решението за откриване на процедурата и съображение 222 от настоящото решение, Белгия обясни, че проектът за LTO е бил предшестван от обширен и открит процес на оценка на въздействието върху околната среда, проведен в съответствие с изискванията на вторичното законодателство на ЕС ([135]). В отговор на едно мнение на една трета страна в това отношение (вж. съображение 348) Белгия повтори, че оценката на въздействието върху околната среда на проекта за LTO е била проведена по инициатива на отдел „Икономика“ на Федералната публична служба (FPS) на Белгия и че тя е била организирана в пълно съответствие с правната рамка на Белгия и Орхуската конвенция (вж. съображение 356). Следователно Комисията не разполага с данни, че проектът за LTO нарушава каквито и да е разпоредби на законодателството на ЕС в областта на околната среда.

(397) Проектът за LTO беше обявен пред Комисията и белгийските органи подадоха уведомление за него към Комисията съгласно член 41 от Договор за ЕОАЕ.

(398) Не е изключено да се наложи Electrabel да извърши строителни работи, за да приведе блоковете от типа LTO в съответствие с изискванията, наложени от органа по безопасност. Всъщност по силата на постоянна съдебна практика, *„когато Комисията прилага производството в областта на държавните помощи, тя е длъжна по*

([132]) Решение на Съда от 22 септември 2022 г, *Австрия/Комисия*, C-594/18 P, EU:C:2020:742, т. 44 и 45.
([133]) Решение на Съда от 22 септември 2022 г, *Австрия/Комисия*, C-594/18 P, EU:C:2020:742, т. 48 и 49.
([134]) *Пак там*, т. 49.
([135]) Директива 2011/92/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 13 декември 2011 г. относно оценката на въздействието на някои публични и частни проекти върху околната среда (ОВ L 26, 28.1.2012 г., стр. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

силата на общата структура на Договора да зачита съответствието между разпоредбите, уреждащи държавните помощи и специфичните разпоредби, различни от тези относно държавите помощи, и по този начин да прецени съвместимостта на разглежданата помощ с тези специфични разпоредби. При все това подобно задължение се налага на Комисията единствено що се отнася до условията на помощ, които са до такава степен неразривно свързани с предмета на помощта, че не би могло да бъдат преценени поотделно. […] За сметка на това, ако разглежданото условие може да бъде отделено от предмета на помощта, Комисията не е длъжна да прецени неговата съвместимост с разпоредбите, различни от тези относно държавните помощи в рамките на производството по член 108 от ДФЕС“ ([136]). В решението си относно държавната помощ за атомната електроцентрала Paks II Общият съд потвърди, че Комисията не е длъжна да проверява относно всяко условие на мярка за помощ или всяко отнасящо се до нея обстоятелство — дори да не е неразривно свързано с нея — дали е в съответствие с правото на Съюза ([137]). По съответното дело Общият съд отбелязва още, че „*провеждането на процедура за обществена поръчка и евентуалното възлагане на друго дружество да изгради реакторите не биха променили нито предмета на помощта — […] — нито получателя на помощта […]*“ ([138]).

(399) Както е посочено в съображение 243 от решението за откриване на процедурата, Комисията счита, че оценката на съвместимостта на мярката, за която е постъпило уведомление, може да бъде засегната от евентуално несъответствие с Директива 2014/25/ЕС, в случай че мярката доведе до допълнително неоправдано нарушаване на конкуренцията и търговията на пазара на електроенергия (пазара, на който са активни бенефициерите). Комисията отбелязва, че Директива 2014/25/ЕС е от значение по отношение на прякото възлагане на (потенциални) строителни работи за блоковете от типа LTO на конкретни предприятия.

(400) В настоящия случай, дори ако Electrabel възложи на подизпълнители всички или част от (потенциалните) строителни работи, свързани с проекта за LTO, които биха могли да бъдат предмет на регулиране в областта на възлагането на обществени поръчки, Комисията счита, че не съществува „неразривна връзка“ между условията на помощта и на обществените поръчки, тъй като е възможно те да бъдат оценени поотделно. Мярката, за която е постъпило уведомление, е в подкрепа на удължаването на експлоатационния срок на двата ядрени реактора, независимо от начина, по който е(са) избран(и) бъдещият(ите) изпълнител(и). Привеждането в действие на помощта, за която е постъпило уведомление, също така не зависи от точното прилагане на правилата за обществените поръчки. Следователно експлоатацията на блоковете от типа LTO и условията за продажба на електроенергия са отделени от условията на обществените поръчки, свързани с дейностите за обновяване на ядрените реактори. Поради това Комисията може да оцени мярката, без да оценява засягащите обществените поръчки условия на дейностите за обновяване, тъй като тези условия не са неразривно свързани нито с икономическата дейност, насърчавана от помощта, нито с нейните условия.

(401) Що се отнася до EMSA, Белгия твърди, че е в ход публичен търг за избор на партньор по EMSA и че тръжната процедура е в съответствие с правилата на белгийския закон за възлагане на обществени поръчки (вж. раздел 3.3.1.5.1). Белгийското правителство действа като възложител от името на BE-NUC (тъй като BE-NUC все още не е напълно оперативно), но самото BE-NUC ще сключи договора за EMSA. По отношение на дейността на BE-NUC беше взето решение да се прилагат правилата за сектора на комуналните услуги. Възложителят ще избере допустимите страни и ще ги покани да представят оферта въз основа на проектодоговора за EMSA, предложен от възложителя, след което могат да последват други преговори и оферти. Следователно Комисията може да заключи, че търгът за EMSA отговаря на съответните белгийски и европейски правила за обществените поръчки.

(402) Белгия потвърди, че правилата за обществените поръчки във връзка с тръжната процедура за EMSA (вж. съображение 143) и правилата за обществените поръчки като цяло (вж. съображение 356) са били спазени от белгийските органи и Engie. Поради причините, посочени в съображения 398—401, Комисията не разполага с данни, че проектът за LTO нарушава каквито и да е разпоредби на закона за възлагане на обществени поръчки.

([136]) Вж. решение от 3 декември 2014 г., *Castelnou Energía*, дело T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, т. 181—184. Решение от 30 ноември 2022 г., *Австрия/Комисия*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, т. 30.

([137]) Решение от 30 ноември 2022 г., *Австрия/Комисия*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, т. 32.

([138]) Решение от 30 ноември 2022 г., *Австрия/Комисия*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, т. 37. Доводите относно необходимостта от „неразривна връзка“, за да може Комисията да оценява съвместимостта на определени условия на мярка за помощ със законодателството на ЕС, бяха подкрепени от Съда в решението по делото Braesch. Вж. решение от 31 януари 2023 г., *Комисия/Braesch и др.*, C-284/21 P, EU:C:2023:58, т. 96—99.

(403) Както е посочено в съображение 245 от решението за откриване на процедурата и в раздел 3.3.2.1 от настоящото решение, по отношение на прехвърлянето на пасиви, свързани с ядрените отпадъци и отработеното ядрено гориво, споразумението е в съответствие с разпоредбите, посочени в Директива 2011/70/Евратом. Съгласно договора за ЕОАЕ и съответното вторично законодателство основната отговорност за осигуряване на отговорно и безопасно управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци и финансирането на това управление се възлага на операторите на ядрени инсталации в съответствие с принципа, установен в член 4, параграф 3 от Директива 2011/70/Евратом. Държавата обаче носи крайната отговорност за отговорното и безопасно управление на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво и за осигуряване на адекватни финансови ресурси за това управление. Белгийските органи доказаха, че мярката има за цел да се осигури финансиране за управлението на отработеното гориво и ядрените отпадъци като предпоставка за отговорното и безопасно управление на тези материали. Следователно Комисията не разполага с данни, че частта от проекта за LTO, свързана със споразумението за отпадъците, е в нарушение на разпоредбите, посочени в Директива 2011/70/Евратом.

(404) Тъй като проектът за LTO получава подкрепа под формата на двупосочен CfD, Комисията счита, че принципите, посочени в член 19, буква г), параграф 2 от Регламент (ЕС) 2019/943 ([139]), изменен с Регламент (ЕС) 2024/1747 („Регламента за електроенергията“), са приложими за всички двупосочни CfD, считано от влизането в сила на посочения регламент на 16 юли 2024 г. Това включва случаи, в които държава членка, без да е задължена да го направи съгласно Регламента за електроенергията, реши да въведе двупосочен CfD във връзка с инвестиции, целящи удължаване на експлоатационния срок на съществуващи съоръжения, както в случая с проекта за LTO. В този контекст белгийските органи направиха някои промени в модела на CfD, за да се подобрят решенията за модулиране, като прехвърлиха правомощията за вземане на решения по отношение на икономическото модулиране към партньора по EMSA, както е обяснено в раздел 3.3.1.5.2. Освен това Белгия подсили механизма за споделяне на загубите и ползите (актуализиран MPRA), за да постигне по-тясно съгласуване на финансовата подкрепа с промените в пазарните цени (вж съображение 107). Комисията признава, че размерът на централите е относително голям в сравнение с ликвидността на пазарите в рамките на деня и балансиращите пазари в Белгия, че въпросните централи разчитат на остаряла ядрена технология с ограничена гъвкавост, че централите са обект на особено високи изисквания за сигурност и че удължаването на експлоатационния срок и въвеждането на икономическо модулиране водят до увеличаване на риска от изключване (вж. раздел 2.1). Същевременно Комисията признава, че въпреки че белгийските пазари в рамките на деня и балансиращи пазари са все по-интегрирани със съседните пазари, те все пак са сравнително малки в сравнение с размера на двете централи. В този контекст Комисията признава факта, че белгийските органи са направили някои промени в модела на CfD, за да постигнат по-голямо съответствие с целите на член 19, буква г), параграф 2 от Регламента за електроенергията, като гарантират, че за блоковете от типа LTO ще се прилага модулиране в отговор на пазарните сигнали, по-специално като осигурят ефективен график на производството и поддръжката, доколкото това е технически възможно.

(405) Както е посочено в съображение 247 от решението за откриване на процедурата и съображение 110 от настоящото решение, Белгия твърди, че всички постъпления от двупосочния CfD ще се влеят в общия държавен бюджет (с отделно счетоводно отчитане) и ще бъдат използвани предимно за финансиране на плащанията на насрещната страна по CfD за блоковете от типа LTO. Ако постъпленията от CfD надвишат сумите, необходими за финансиране на разходите по CfD за блоковете от типа LTO, те могат да бъдат използвани за финансиране на разходите по друг CfD. Белгия поема ангажимент, че ако всички останали постъпления от CfD бъдат разпределени към предприятия, разпределението ще бъде извършено в съответствие с член 19, буква г), параграф 2, точки г) и д) от Регламента за електроенергията. Белгия предварително ще информира Комисията, в случай че постъпленията от CfD бъдат разпределени към предприятия, и ако е необходимо, ще подаде уведомление за тази мярка (вж. съображение 110). С този ангажимент Комисията счита, че Белгия е предоставила достатъчна гаранция относно спазването на принципите, посочени в член 19, буква г), параграф 2, точки г) и д) от Регламента за електроенергията. Освен това Белгия потвърди, че в модела на CfD са включени клаузи за неустойка в случай на неправомерно едностранно предсрочно прекратяване на договора в съответствие с член 19, буква г), параграф 2, точка е) от Регламента за електроенергията (вж. съображение 110).

([139]) Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 г. относно вътрешния пазар на електроенергия (ОВ L 158, 14.6.2019 г., стр. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), изменен с Регламент (ЕС) 2024/1747 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 година за изменение на регламенти (ЕС) 2019/942 и (ЕС) 2019/943 по отношение на подобряването на структурата на пазара на електроенергия в Съюза (ОВ L, 2024/1747, 26.6.2024 г., стр. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Както е посочено и в съображение 248 от решението за откриване на процедурата, по отношение на съответствието на JV с Регламент (ЕО) № 139/2004 на Съвета ([140]), от представените от белгийската държава и Engie становища изглежда, че планираното JV не може да се счита за изцяло функционално по смисъла на член 3 от този регламент. От това следва, че мярката не подлежи на задължение за подаване на уведомление към Европейската комисия по отношение на съответствието ѝ с посочения регламент.

(407) Както е посочено в съображение 249 от решението за откриване на процедурата и в раздел 3.6 от настоящото решение, що се отнася до финансирането на мярката, белгийските органи обясниха, че когато е необходимо, свързаните с проекта за LTO разходи се покриват от държавния бюджет. Постъпленията от проекта също ще се вливат в държавния бюджет. Няма ресурси, обвързани с мярката, и следователно тя не нарушава член 30 или член 110 от ДФЕС.

(408) Поради горепосочените причини Комисията стига до заключението, че предложената мярка сама по себе си не нарушава съответните разпоредби на правото на ЕС.

8.3.2.4. Заключение

(409) С оглед на гореизложеното Комисията стига до заключението, че проектът за LTO отговаря на първото (положително) условие на оценката за съвместимост (т.е. *че помощта улеснява развитието на икономическа дейност*).

8.3.3. *Отрицателно условие: помощта не може да нарушава неправомерно условията на търговия по начин, който да противоречи на общия интерес*

8.3.3.1. Определяне на пазара, засегнат от помощта

(410) Както е посочено в решението за откриване на процедурата, проектът за LTO е създаден, за да допринесе за сигурността на доставките на електроенергия на белгийския пазар и едновременно с това да ограничи зависимостта на Белгия от изкопаеми горива (с което спомага и за декарбонизацията на енергийната система на Белгия). В същото време е установено, че белгийският пазар има добра междусистемна свързаност в главния регион за изчисляване на преносната способност (CORE) (вж. съображение 374).

(411) С оглед на гореизложеното съответните пазари за оценката на въпросните мерки са пазарите на електроенергия в Белгия и пазарът на електроенергия в главния регион за изчисляване на преносната способност (CORE).

8.3.3.2. Определяне на положителните ефекти от мярката за помощ

(412) Както е посочено в съображение 254 от решението за откриване на процедурата и таблица 2 от настоящото решение, очаква се удължаването на експлоатационния срок на двата ядрени реактора да представлява от 12 % до 16 % от производството на електроенергия в Белгия, което дава възможност да се продължи производството на електроенергия от ядрени източници и следователно да се поддържа необходимото производство от страна на предлагането в съответствие със специфичния енергиен микс, избран от Белгия. Заедно с мощностите, закупени чрез механизма за осигуряване на капацитет, е необходимо двата най-млади ядрени реактора да останат на пазара още 10 години, за да се отговори на непрекъснато нарастващото търсене на електроенергия в Белгия, както е показано в последната оценка на адекватността на ресурсите на белгийския ОПС (вж. раздел 2.4). Следователно проектът за LTO има положително въздействие върху пазара, тъй като ще помогне да се отговори на опасенията във връзка с адекватността на ресурсите и ще допринесе за сигурността на доставките в Белгия.

(413) Освен това инвестициите в ядрени енергийни източници осигуряват надеждни производствени активи с ниски равнища на въглеродни емисии. Като гарантира сигурни доставки при поетапното спиране на употребата на най-замърсяващите горива и като намалява зависимостта от природния газ, производството на електроенергия от ядрени източници с ниски въглеродни емисии на MWh произведена електроенергия допринася (заедно с развитието на възобновяемите енергийни източници) за постигането на националните и европейските цели за декарбонизация.

(414) Проектът за LTO също така ще допринесе пряко за целите на REPowerEU, тъй като ще намали зависимостта от внос на изкопаеми горива (по специално газ), които са предмет на ценови колебания и геополитически рискове, и по този начин ще засили енергийната сигурност (вж. съображение 21).

([140]) Регламент (ЕО) № 139/2004 на Съвета от 20 януари 2004 г. относно контрола върху концентрациите между предприятия (ОВ L 24, 29.1.2004 г., стр. 1 , ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) Предвид горните съображения Комисията стига до заключението, че проектът за LTO има положително въздействие върху пазара, тъй като ще увеличи сигурността на доставките и ще допринесе за декарбонизацията на енергийния микс на Белгия. Тъй като главният регион за изчисляване на преносната способност (CORE) има добра междусистемна свързаност, това положително въздействие вероятно ще бъде от полза за съседните държави членки, които внасят електроенергия от Белгия.

8.3.3.3. Необходимост от държавна намеса

(416) За да определи дали дадена мярка за помощ е необходима, Комисията трябва да прецени дали мярката е насочена към ситуация, в която мярката може да доведе до съществено подобрение, което пазарът сам по себе си не може да постигне. Помощ, която подобрява финансовото състояние на предприятието получател, но не е необходима за постигането на планираната цел, не може да се счита за съвместима с вътрешния пазар.

(417) В настоящия случай Белгия иска да удължи експлоатационния срок на двата си най-млади ядрени реактора, за да разреши проблемите със сигурността на доставките, като същевременно намали потреблението на изкопаеми горива и по този начин допринесе за декарбонизацията. Комисията трябва да прецени дали държавната помощ за запазване на ядрената енергия на пазара е необходима за постигането на тези цели.

(418) В раздел 2.3.2 от решението за откриване на процедурата и раздел 3.1 от настоящото решение Комисията обясни, че наличието на неефективност на пазара е важен фактор за оценката на необходимостта от помощта и призна някои случаи на неефективност на пазара, които изискват държавна намеса по отношение на развитието на ядрената енергетика ([141]). По-специално за инвестициите в ядрена енергетика неефективността на пазара възниква основно поради редица специфични рискове, които са трудни за управление от страна на търговските инвеститори ([142]), като например:

а) сложността на ядрените технологии, която води до експозиция на технически рискове и рискове, свързани с управлението на проекта, както и на пазарни и инвестиционни рискове (поради капиталоемкостта на инвестициите и нестабилността на енергийните пазари), които са разгледани в компонент 1 на мярката;

б) дългосрочните рискове, свързани с управлението на ядрените отпадъци и извеждането от експлоатация и демонтирането на атомните електроцентрали, които са разгледани от компонент 2 на мярката; както и

в) експозиция на рискове, свързани с регулаторни и политически решения, които са разгледани в компонент 3 на мярката.

(419) Според Белгия всеки от трите компонента на проекта за LTO е свързан с един от рисковете и неефективностите на пазара, както е посочено в съображение 418.

(420) Белгия също така твърди, че белгийският механизъм за осигуряване на капацитет не е целесъобразен механизъм за финансиране на мощности за производство на ядрена енергия в Белгия, по-специално предвид краткия срок, в който е взето решението за удължаване на експлоатационния срок, допълнителните несигурности и неефективности на пазара, свързани с инвестициите в ядрена енергетика в сравнение с други технологии, специфичните характеристики на механизма за осигуряване на капацитет, при който има ежегодни търгове с несигурен резултат, и график, който е несъвместим с графика на проекта за LTO (вж. раздел 3.3.4 и съображение 353). Освен това Белгия твърди, че мярката, за която е постъпило уведомление, включително пакетът от подмерки, е била необходима, за да бъде убедено Engie да започне преговори за удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, тъй като Engie вече е било взело решение да прекрати всички ядрени дейности в Белгия (вж. съображение 19).

([141]) Решение на Комисията от 13.1.2015 г., SA.34947 (2013/C) (предишно 2013/N), Обединено кралство, „Подкрепа за атомната електроцентрала Hinkley Point C“ (ОВ L/2015/109, 28.4.2015 г., стр. 44), съображения 382—385.

([142]) Вж. напр. Решение на Комисията от 13.1.2015 г., SA.34947 (2013/C) (предишно 2013/N), Обединено кралство, „Подкрепа за атомната електроцентрала Hinkley Point C“ (ОВ L/2015/109, 28.4.2015 г., стр. 44); Решение на Комисията от 24.7.2017 г., SA.38454 (2017/C) (предишно 2015/N), Унгария, „Разработване на два ядрени реактора в атомната електроцентрала Paks II“ (ОВ L/2017/317, 1.12.2017 г., стр. 45); Вж. Решение на Комисията от 17.3.2017 г., SA.39487 (2016/NN), Белгия, „Удължаване на експлоатационния срок на атомните електроцентрали Tihange 1, Doel 1 и Doel 2“ (ОВ C/2017/142, 5.5.2017 г., стр. 1); Решение на Комисията от 16.6.2017 г., SA.45296 (2017/N), Германия, „Прехвърляне на пасивите за радиоактивни отпадъци и отработено ядрено гориво в Германия“ (ОВ C/2017/254, 4.8.2017 г., стр. 1).

(421) Следователно Белгия твърди, че удължаването на експлоатационния срок на двата ядрени реактора е малко вероятно да се осъществи без държавна подкрепа, в това число целесъобразен модел на възнаграждение (компонент 1), споразумение за прехвърляне на пасиви за ядрени отпадъци и отработено гориво (компонент 2) и разпоредби за правна защита (компонент 3), като всеки от тези компоненти е насочен към един от гореспоменатите недостатъци на пазара.

(422) Необходимостта от всеки един от трите компонента на мярката е оценена (поотделно) в раздели 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 и 8.3.3.3.3. Оценката на общата необходимост от компонент 1, компонент 2 и компонент 3, както и техните потенциални кумулативни ефекти, е представена в раздел 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Необходимост от компонент 1

(423) Що се отнася до посочените от Белгия технически, пазарни и инвестиционни рискове, както и тези, свързани с управлението на проекта, Комисията е признала в предишни решения, че инвестициите в нови проекти в областта на ядрената енергетика са изложени на значителен риск предвид комбинацията от високи първоначални капиталови разходи, дълги срокове за изграждане и дълъг период на експлоатация за възстановяване на инвестиционните разходи. Освен това Комисията признава липсата на основани на пазара финансови инструменти, както и на други видове договори за хеджиране срещу такъв значителен риск, представлява неефективност на пазара, специфична за няколко технологии, сред които и за ядрената енергетика ([143]). Това обаче се отнася до инвестиции в нови атомни електроцентрали. За разлика от това настоящият случай обхваща инвестиции в удължаването на експлоатационния срок на два съществуващи реактора на атомни централи. Поради това Комисията счита, че въпросът за инвестирането в удължаване на експлоатационния срок на двата ядрени реактора не би възникнал при липса на помощ.

(424) Първо, относно наблюдението на Комисията в съображение 295 от решението за откриване на процедурата, че 10-годишното удължаване на експлоатационния срок на Doel 1, Doel 2 и Tihange 1 през 2015 г. е осъществено без пакет от мерки за финансова подкрепа ([144]), Engie заяви в отговор на обществената консултация (вж. съображение 290), че обстоятелствата на двата проекта не са сравними, тъй като в настоящия случай: i) белгийското правителство взе решението за проекта за LTO, след като Engie започна подготовка да напусне сектора на ядрената енергетика, ii) има допълнителни разходи, свързани с краткия график на текущия проект за LTO, които бяха признати и от органа за ядрена безопасност (AFCN/FANC), както и iii) увеличеният дял на възобновяемите енергийни източници в енергийната система доведе до по-висока волатилност на пазарните цени в сравнение със ситуацията и очакванията през 2015 г.

(425) Второ, що се отнася до съмнението на Комисията относно необходимостта от пълния пакет от мерки за възнаграждение, Белгия и Engie заявиха, че всяка част от компонент 1 изпълнява специфична цел и че подкомпонентите се допълват взаимно. Белгия разясни по-подробно структурата на финансовите мерки (вж. също съображение 68).

a) Оперативните разходи и разходите за поддръжка по проекта за LTO се финансират от оперативните приходи на LTO, като чрез CfD се осигурява стабилен поток от оперативни приходи. Както е обяснено от Белгия и Engie, предвид неефективностите на пазара, свързани с ядрената енергетика, и високата волатилност на пазара на електроенергия през следващите години, проектът за LTO е изложен на голям риск от недостиг на финансиране, поради което CfD е необходим инструмент за постигане на стабилни оперативни приходи. Комисията счита, че целесъобразен модел на CfD е необходим инструмент за гарантиране на стабилен поток от приходи в несигурна пазарна среда. В решението за откриване на процедурата Комисията вече призна големия риск от отрицателна ННС за проекта за LTO при липса на CfD. Освен това Комисията е съгласна, че удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO (10 години) обхваща кратък период от време в сравнение със средната продължителност на инвестициите в сектора на ядрената енергетика (още повече, че блоковете от типа LTO няма да работят на 100 % от мощността през първите три години поради необходимостта от едновременно завършване на дейностите по удължаване на експлоатационния им срок), като същевременно има значителни разходи, за да се приведат блоковете от типа LTO в съответствие с разпоредбите за безопасност.

([143]) Решение на Комисията от 13.1.2015 г., SA.34947 (2013/C) (предишно 2013/N), Обединено кралство, „Подкрепа за атомната електроцентрала Hinkley Point C“ (ОВ L/2015/109, 28.4.2015 г., стр. 44), съображения 382 и 383.

([144]) В този случай беше предоставена само правна защита срещу риска от политическо забавяне (подобно на правната защита, предоставена чрез компонент 3 от настоящата мярка).

б) МОСР и заемите за SDC допълват CfD, за да се осигури дългосрочна финансова стабилност, тъй като не може да се изключи възможността за периоди на значителна непланирана неразполагаемост през 10-годишния период. Данните, предоставени от Electrabel, действително показват, че вероятността за подобно събитие не е малка и въз основа на опита на дружеството с белгийските ядрени реактори през периода 2012—2022 г. съществува вероятност за събитие от такъв вид (вж. таблица 10). Заемите за SDC са предназначени за осигуряване на достатъчно парични средства за фазата на рестартиране на проекта за LTO, през който все още предстои да се извършат значителни работи и блоковете от типа LTO не могат да работят на пълна мощност, и се планира да бъдат изплатени до края на 10-годишния период. За разлика от това МОСР е наличен през целия 10-годишен период, но обхваща само ситуации на значителна непланирана неразполагаемост. Механизмът за оборотен капитал (WCF) служи за мост към годишния МОСР през годината. Белгия представи три сценария, показващи въздействието от появата на събития, водещи до значителна непланирана неразполагаемост. Както е видно от таблица 11, без МОСР и заемите за SDC, JV може да изпадне в несъстоятелност при ситуации от такъв вид, за които вероятността да се случат през 10-годишния период не е малка.

в) Следователно Комисията признава, че CfD, заемите за SDC, МОСР и WCF са взаимно допълващи се мерки, всички от които са необходими, за да се гарантира, че BE-NUC във всеки един момент разполага с достатъчна ликвидност, за да покрива своите оперативни разходи, както и разходи за поддръжка и за гориво, за да осигури безопасна и надеждна експлоатация на блоковете от типа LTO.

г) Тъй като Engie беше в процес на ограничаване на експозицията си на ядрената енергетика (вж. съображение 19) и не искаше да инвестира самостоятелно необходимите капиталови разходи от над [2—2,5] милиарда евро за проекта за LTO и да поеме самостоятелно всички потенциални загуби поради неочаквани случаи на неразполагаемост и превишаване на разходите, то поиска механизъм за споделяне на риска на база 50/50 с белгийската държава, преди да се присъедини към споразумението за проекта за LTO (вж. съображение 23), и настоя за структурата на JV (създаване на BE-NUC) в допълнение на включените в RA механизми за възнаграждение, за да покрие останалите рискове, свързани с финансирането и платежоспособността. Изискванията за капиталовите разходи по проекта за LTO се финансират от акционерите на JV при равни условия чрез собствен капитал или чрез акционерни заеми.

— Дори и след въвеждането на включените в RA механизми за финансово възнаграждение продължават да съществуват значителни рискове, които Engie не желаеше да поема самостоятелно. Engie представи симулация, с която показва въздействието на събития, водещи до намалена разполагаемост, и/или на увеличени оперативни разходи по време на фазата на експлоатация, попадащо извън обхвата на МОСР, което може да има значителен отрицателен ефект върху рентабилността на BE-NUC, както е показано в таблица 16.

— Чрез структурата на JV финансирането на капиталовите разходи може да се осъществи без експозиция на дълг, което в настоящия случай би било много скъпо или труднопостижимо, тъй като търговските банки не желаят да имат експозиция на ядрени активи.

— Въвеждането на акционерни заеми в допълнение към вливането на капитал е резултат от финансови съображения, тъй като дава по-голяма гъвкавост при проектирането на графиците за теглене и погасяване и оптимизира финансовата структура по отношение на облагаемия доход.

д) Следователно Комисията стига до заключението, че създаването на JV, в което рисковете, свързани с превишаване на разходите и принудително изключване, попадащи извън обхвата на другите финансови инструменти, се споделят с белгийската държава, може да се счита за необходимо.

е) JDA++ покрива разходите, свързани с развойните дейности, които трябва да бъдат предприети, за да се отговори на очакванията на органа по безопасност по отношение на проекта за LTO. Предвид строгия график на проекта за LTO Комисията счита, че е било необходимо да се постигне договореност и да се сключи споразумение за финансирането на тези дейности.

ж) Що се отнася до останалите подмерки по компонент 1, както вече беше посочено в решението за откриване на процедурата, Комисията счита, че:

— споразумението за E&П дава възможност да се осигури покритие на всички оперативни разходи и разходи за поддръжка по всяко време, така че то е необходимо;

— сключването на споразумение относно административните практики и продажбите на електроенергия е изискване за практическото функциониране на проекта за LTO, така че ASA и EMSA са необходими; както и

— стандартна практика е, като част от споразумение между две страни, да се договарят условия, в случай че сделката не бъде приключена, така че обезщетението за загуби, свързани с покриване на разходи, при несключване на сделката е необходимо.

(426) Трето, Комисията припомня мненията на трети страни, които твърдят, че енергийните доставки могат да бъдат гарантирани и чрез по-евтини технологии, и смятат, че субсидиите за сектора на ядрената енергетика ще забавят напредъка на други по-евтини и по-щадящи климата технологии (по-специално възобновяеми енергийни източници). Белгия заяви, че държавите членки имат автономията да формират своите енергийни политики, в това число възможността да включат ядрената енергия в енергийния си микс, и че разнообразната комбинация от методи за производство на енергия е от съществено значение за поддържането на надеждна и балансирана енергийна мрежа. Предвид факта, че пазарната концентрация е намаляла през последните години благодарение на по-големия дял на енергията от възобновяеми източници в енергийния микс на Белгия (вж. съображения 34—37), и предвид неотдавнашните инвестиции на белгийската държава във ветроенергийния проект в морето Princess Elisabeth ([145]), Комисията не вижда причина да заключи, че проектът за LTO би възпрепятствал развитието на енергията от възобновяеми източници в Белгия. Необходимостта от инвестиции както в ядрена, така и във възобновяема енергия също е реалистична, тъй като възобновяемите енергийни източници все още имат недостатъци, например наличността на площадки и капацитет за присъединяване към мрежата. С възнаграждението чрез (изменения) модел на CfD се осигуряват повече стимули за максимизиране на производството в часовете с високи цени (доколкото е възможно, предвид остарялата технология, използвана в блоковете от типа LTO). Това води до намаляване на конкурентното въздействие на мярката върху основаните на пазара инвестиции във възобновяеми енергийни източници, тъй като може да се очаква активите за производство на енергия от възобновяеми източници да работят особено често в периоди с по-ниски цени (тъй като в тези периоди разполагаемостта на възобновяеми ресурси е висока, което води до намаляване на пазарните цени).

(427) Накрая, що се отнася до аргумента на Белгия, че недостигът на финансиране за блоковете от типа LTO не може да бъде адекватно решен чрез участие в механизма за осигуряване на капацитет (вж. раздел 3.3.4 и съображение 353), Комисията признава, че несигурността на резултатите от търговете в рамките на СМ и графикът на търговете не са съвместими с плана на Белгия за рестартиране на LTO през 2025 г. По-конкретно белгийското правителство обяви проекта за LTO през март 2022 г. и подписа обвързващо споразумение за изпълнение на 13 декември 2023 г. (вж. раздел 2.3). До този момент вече бяха проведени три търга в рамките на СМ.

(428) Предвид горепосочените доводи Комисията счита, че всички подмерки по компонент 1 са доказали своята стойност във връзка с взаимното им допълване и необходимостта от тях.

8.3.3.3.2. Необходимост от компонент 2

(429) Що се отнася до неефективностите на пазара и рисковете, свързани с несигурните разходи за управление на ядрените отпадъци и извеждане от експлоатация, както е посочено в съображение 276 от решението за откриване на процедурата, Комисията счита, че решение за тях е прехвърлянето на пасивите във връзка с радиоактивните отпадъци и отработеното гориво, както и прехвърлянето на допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO. Целта на споразумението за отпадъците е да се гарантира отговорното и безопасно управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци, тъй като чрез прехвърлянето ще се осигури финансиране за управлението на ядрените отпадъци и ще се повиши нивото на безопасност при междинното съхранение и погребването на тези материали. Белгия твърди, че допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO, покриват само допълнителните разходи в резултат от проекта, но не покриват никакви оперативни разходи, свързани с текущото управление или обичайните дейности, и следователно не нарушават конкуренцията.

([145]) Вж. Решение на Комисията от 13.9.2024 г., SA.107336 (2024/N), Белгия, „Механизъм за подкрепа за сектор 1 от морската зона Princess Elisabeth“ (ОВ C/2024/5754, 25.9.2024 г., стр. 1).

(430) Както беше посочено от Комисията в предишни решения относно прехвърлянето на пасиви за ядрени отпадъци в Германия и Обединеното кралство ([146]), управлението на радиоактивни отпадъци се характеризира с дълги срокове, поради което е възможно да изисква някаква форма на държавна намеса. Освен това необходимостта от държавна намеса по отношение на отговорното и безопасно управление на радиоактивните отпадъци е залегнала в член 4, параграф 1 от Директива 2011/70/Евратом, съгласно който държавата носи крайната отговорност в това отношение. Прехвърлянето на пасивите за управление на радиоактивните отпадъци и извеждането от експлоатация допринася за целта да се осигури финансиране за управлението на отработено гориво и радиоактивни отпадъци като предпоставка за отговорното и безопасно управление на тези материали. Освен това Engie не планираше да продължи с ядрените си дейности в Белгия (вж. съображение 19) и се съгласи да започне преговори за удължаване на експлоатационния срок едва при постигнато споразумение относно финансовите договорености, но също и относно прехвърлянето на пасивите за ядрени отпадъци (вж. съображение 23).

(431) Що се отнася до прехвърлянето на допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи по-конкретно от проекта за LTO, тъй като това прехвърляне покрива само допълнителните разходи, произтичащи от проекта за LTO, а редовните пасиви за извеждане от експлоатация и демонтиране остават за оператора на ядрената централа, и тъй като белгийското правителство, а не Engie или Electrabel, е поискало удължаване на експлоатационния срок, Комисията счита, че това прехвърляне на допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO, също е необходимо. В сравнение с оценката в решението за откриване на процедурата допълнителните разходи за извеждане от експлоатация, свързани с проекта за LTO, междувременно бяха потвърдени и от CPN/CNV (вж. съображение 200).

(432) Освен това Комисията не възразява срещу освобождаването на активите на Electrabel, разположени извън Европа, от периметъра на Electrabel, при условие че Engie гарантира, че активи на стойност най-малко 4 милиарда евро ще останат в Electrabel (вж. съображения 59 и 181).

(433) Предвид горепосочените доводи Комисията следователно счита, че компонент 2 от мярката, за която е постъпило уведомление, е необходим.

8.3.3.3.3. Необходимост от компонент 3

(434) Що се отнася до неефективностите на пазара, свързани с регулаторни и политически рискове, както е посочено в съображение 278 от решението за откриване на процедурата, Комисията счита, че макар и при всички технологии по принцип да има риск от политическо „забавяне“, предвид противоречивия характер на ядрените технологии може да се очаква този риск да е по-висок при ядрените проекти ([147]). По-специално Белгия вече няколко пъти е променяла курса на политиката си по отношение на ядрената енергетика през последните 25 години (вж. раздел 2.2), така че Комисията счита, че този риск е особено актуален в Белгия. Освен това Комисията не получи никакви доказателства за противното по време на обществената консултация по случая.

(435) Следователно Комисията счита, че регулаторните и политическите рискове са ефикасно разрешени чрез мярката за правна защита и че правната защита е необходима при ядрената енергетика , както е признато и от Комисията в решението по дело SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Заключение относно необходимостта от мярката

(436) Предвид гореизложеното Комисията стига до заключението, че и трите компонента на мярката (включително техните подкомпоненти) са необходими, за да се гарантира удължаването на експлоатационния срок на двата ядрени реактора в Белгия. Освен това Комисията стига до заключението, че мярката има стимулиращ ефект за бенефициерите, като по този начин се гарантира, че проектът за LTO ще бъде успешно реализиран.

([146]) Вж. Решение на Комисията от 16.6.2017 г., SA.45296 (2017/N), Германия, „Прехвърляне на пасивите за радиоактивни отпадъци и отработено ядрено гориво в Германия“ (ОВ C/2017/254, 4.8.2017 г., стр. 1); Решение на Комисията от 20.4.2016 г., SA.34962 (2015/N), Обединено кралство, „Споразумение за прехвърляне на отпадъците за нови атомни електроцентрали“ (ОВ C/2016/161, 4.5.2016 г., стр. 1).

([147]) Вж. също съображения 384—385 от Решението на Комисията по дело SA.34947 (вж. бележка под линия 144).

([148]) Вж. Решение на Комисията от 17.3.2017 г., SA.39487 (2016/NN), Белгия, „Удължаване на експлоатационния срок на атомните електроцентрали Tihange 1, Doel 1 и Doel 2“ (ОВ C/2017/142, 5.5.2017 г., стр. 1).

8.3.3.4. Целесъобразност

(437) Неефективностите на пазара, посочени в раздел 3.1, произтичащи от: i) несигурния енергиен пазар и инвестиционен климат, ii) несигурните разходи, свързани с ядрените отпадъци, и iii) влиянието на политическите решения представляват пречка пред сигурността на приходите на оператора на ядрената централа. В настоящия случай Комисията счита, че това е особено проблематично поради остарялата технология, стояща в основата на блоковете от типа LTO, което води до ограничена възможност за гъвкавост, както и кратката продължителност на удължаването на експлоатационния срок от 10 години. Тези характеристики, които са особено застъпени в настоящия случай, водят до допълнително усложняване на рентабилната експлоатация на блоковете от типа LTO, така че Комисията счита държавната подкрепа за целесъобразна.

(438) Белгия твърди, че поради установените неефективности на пазара и специфичните рискове, свързани с ядрената енергетика, е необходим отделен механизъм за подкрепа на ядрената енергетика. Както е посочено в раздел 3.3.4, Белгия твърди, че са били разгледани други видове схеми за пряка финансова подкрепа (фиксирана премия за захранване, еднопосочен CfD и модел на регулирана база активи), но те не са били счетени за целесъобразни за подкрепа на проекта за LTO. Белгия твърди, че трите компонента на мярката, за която е постъпило уведомление, са необходими за справяне с неефективностите на пазара и рисковете. Според Белгия: i) конкретната структура на проекта за LTO и мерките за финансова подкрепа по компонент 1 са целесъобразни с оглед осигуряване на стабилни приходи на оператора на ядрената централа и избягване на неплатежоспособност на JV в случай на значителни непланирани събития, ii) таванът на отпадъците и свързаните с него подмерки по компонент 2 са целесъобразни с оглед гарантиране на наличност на необходимите средства за финансиране на отговорни и безопасни решения за управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци, а iii) правната защита по компонент 3 е целесъобразна с оглед осигуряване на защита срещу промени в общественото мнение и позицията на създателите на политиките по отношение на ядрената енергетика.

(439) В следващите раздели Комисията ще оцени — за всеки компонент поотделно — дали компонент 1, компонент 2 и компонент 3 от мярката, за която е постъпило уведомление, включително техните подмерки, са целесъобразни. Оценката на общата целесъобразност на компонент 1, компонент 2 и компонент 3, както и техните потенциални кумулативни ефекти, е представена в раздел 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Целесъобразност на компонент 1

(440) Първо, както е посочено съответно в съображения 285, 300 и 303 от решението за откриване на процедурата, Комисията счете, че JDA++, ASA и обезщетението за загуби, свързани с покриване на разходи, в случай на несключване на сделката са целесъобразни мерки. Първо, предвид краткия период от време преди датата на рестартиране на LTO и необходимостта от започване на развойните дейности възможно най-скоро, след като белгийското правителство вземе решение за удължаване на експлоатационния срок на двата ядрени реактора, Комисията счита сключването на споразумението JDA++ преди окончателното приключване на сделката за целесъобразен инструмент, за да се гарантира, че операторът на ядрената централа ще предприеме навреме необходимите развойни дейности. Второ, Комисията счита, че сключването на споразумение относно административните практики (ASA), както и договарянето на условия в случай на несключване на сделката, е стандартна практика като част от споразумението между две страни. Освен това Комисията не получи никакви доказателства за противното относно тези три подмерки по време на обществената консултация по случая. Следователно Комисията счита, че JDA++, ASA и обезщетението за загуби, свързани с покриване на разходи, в случай на несключване на сделката, са целесъобразни мерки, които трябва да бъдат част от проекта за LTO.

(441) Второ, по отношение на CfD Белгия твърди, че двупосочният CfD е най-целесъобразният вариант за справяне с неефективностите на пазара и за осигуряване на сигурност на приходите, като същевременно се избягва прекомерното възнаграждение на оператора на ядрената централа. Белгийските органи разгледаха алтернативни механизми за подкрепа (участие в СМ, фиксирана премия за захранване, еднопосочен CfD, модел на RAB), но ги счетоха за по-малко целесъобразни (вж. раздел 3.3.4). Както е посочено в съображения 290—293 от решението за откриване на процедурата, Комисията имаше няколко опасения относно модела на CfD и много от третите страни участници в обществената консултация се съгласиха с нейното мнение (вж. раздел 6.2.1.2):

a) (Първоначалният) модел на CfD съответстваше на предоставянето на фиксирано възнаграждение за MWh действително произведена електроенергия и не включваше целесъобразни стимули за производство на електроенергия и планиране на поддръжката в съответствие с пазарните обстоятелства, което крие риск от неправомерно нарушаване на пазарните операции.

б) Освен това при (първоначалното) предварително определено споразумение за модулирането се предвиждаха неустойки, само ако производството на блоковете от типа LTO не е намалено, когато цената на електроенергията е минус 20 евро за MWh или по-ниска в продължение на повече от 6 часа, което би довело до отпускане на помощ в периоди на отрицателни цени на електроенергията.

в) Освен това в този момент Комисията не беше убедена, че (първоначалният) механизъм за споделяне на загубите и ползите ще има практическо въздействие.

г) Накрая, беше поставен въпросът дали цената на DAM е най-ефективният избор за MRP в модела на CfD и дали не би било по-целесъобразно да се включи и дългосрочен продукт в MRP.

(442) В отговор на опасенията на Комисията относно модела на CfD Белгия направи някои промени:

а) Белгия първо поясни, че поради остарялата ядрена технология, стояща в основата на блоковете от типа LTO, при тях не е възможно да се реагира в голяма степен на каквито и да било пазарни сигнали. Както е посочено в раздел 2.1, самото Engie беше отворено за възможността да оцени гъвкавостта на блоковете от типа LTO на енергийните пазари в контекста на мярката, като същевременно подчерта произтичащите от това рискове от изключване поради модулирането на реакторите. Същевременно белгийският орган за ядрена безопасност наложи ограничение на броя на възможностите за икономическо модулиране на един цикъл. В отговор на опасенията на Комисията и на трети страни, както е посочено в съображение 441, буква а), и като взе предвид техническите ограничения на централите, Белгия реши да промени възнаграждението на независимия партньор по EMSA. Белгия включи променлив компонент във формулата за изчисляване на възнаграждението, така че партньорът по EMSA да има стимули да продава ядрената електроенергия в съответствие с пазарните обстоятелства във възможно най-голяма степен, като същевременно се имат предвид ограниченията за модулирането, както е обяснено в раздел 3.3.1.5.2. Съгласно тази нова структура в отговор на опасенията, посочени в съображение 441, буква б), споразумението за модулирането беше премахнато, тъй като партньорът по EMSA ще трябва да решава кога е целесъобразно да се задейства икономическо модулиране. Партньорът по EMSA ще има правилните стимули да поиска икономическо модулиране, когато пазарните цени са ниски или отрицателни, тъй като ще трябва да изплати неустойка, ако не го направи.

б) Що се отнася до опасението, посочено в съображение 441, буква в), Белгия подсили механизма MPRA, така че възнаграждението по CfD да бъде по-тясно съобразено с променящите се пазарни обстоятелства (вж. раздел 3.3.1.3.2).

в) Що се отнася до опасението в съображение 441, буква г), Белгия запази цената DAM като MRP във формулата по CfD поради причините, посочени в съображение 98. По-специално по време на фазата на официалното разследване Белгия подчерта високия риск и голямото въздействие от непланирани прекъсвания, особено по време на фазата на рестартиране на проекта за LTO. Това би довело до много несигурно производство на блоковете от типа LTO през първите три години от производството и следователно включването на дългосрочна референтна цена в модела на CfD би увеличило риска за централите.

г) Накрая, Белгия също потвърждава, че насрещната страна по CfD (BE-WATT) ще разработи стратегия за управление на риска за своята отворена позиция, както е предвидено по закон, и че нейното прилагане ще допринесе за ликвидността на форуърдните пазари на електроенергия (вж. съображение 99). Приемането на стратегията е предмет на становище от страна на регулатора, което ще включва оценка на въздействието на стратегията върху съответните пазари на електроенергия (вж. съображение 158).

(443) Комисията счита, че промените, свързани с модела на CfD и неговото прилагане, както и ангажиментът за разработване на стратегия за управление на риска, която ще допринесе за ликвидността на форуърдните пазари на електроенергия, са достатъчни, за да се разсеят съмненията, изразени в решението за откриване на процедурата. Комисията признава, че блоковете от типа LTO се основават на остаряла технология с ограничена гъвкавост, което води до намаляване на възможностите на оператора на ядрената централа да променя редовно производството на централите. Различно е положението при по-новите ядрени технологии или други модели на ядрени централи (*напр.* такива със „сиви“ вместо „черни“ контролни пръти), които дават възможност за следване на натоварването. С оглед на ограничения период на удължаване на експлоатационния срок от 10 години Комисията признава, че технологията трябва да се приема за даденост, поради което значително се намаляват възможностите на оператора

на ядрената централа да променя поведението на централите. В тази връзка Комисията оценява опитите на белгийските органи и Electrabel да приведат производството и поддръжката в съответствие с пазарните условия във възможно най-голяма степен, първо, чрез делегиране на правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране на партньора по EMSA и чрез промяна на неговото възнаграждение, и второ, чрез преминаване от 18-месечен към 12-месечен горивен цикъл, за да се планира поддръжката възможно най-често през летния период. В това отношение подсилването на механизма за споделяне на загубите и ползите също допринася за целта възнаграждението по CfD да бъде максимално съобразено с пазарните обстоятелства и води до по-висока експозиция на пазарен риск. Въпреки че все още не може да бъде напълно изключена подкрепата по време на периоди с отрицателни цени, поради ограничената гъвкавост на централите и свързаните с безопасността опасения измененият дизайн на CfD, заедно с изменената формула за изчисляване на възнаграждението по EMSA, води до намаляване на стимулите за производство по време на периоди с отрицателни цени. Освен това Комисията признава, че по-специално по време на фазата на рестартиране на проекта за LTO съществува висок риск от непланирани случаи на неразполагаемост и прекъсване, така че експозицията на дългосрочни пазари може да доведе до допълнителни рискове, поради което цената на DAM е по-подходяща като MRP в началния период на проекта за LTO. Комисията отбелязва също, че белгийските органи имат свободата да коригират MRP в модела на CfD, както и сетълмента за възнаграждението по EMSA след първоначалните три години от проекта. Накрая, въздействието от използването на DAM върху форуърдните пазари се ограничава чрез стратегията за хеджиране, с която ще се насърчи ликвидността на форуърдните пазари, а въздействието върху пазара в рамките на деня се смекчава благодарение на променливите разходи, които се поемат от партньора по EMSA.

(444) Вследствие на това и с оглед на специфичните обстоятелства в настоящия случай, който се отнася до съществуващи ядрени блокове, работещи въз основа на остаряла технология с ограничена гъвкавост, Комисията счита, че измененият модел на CfD, заедно с измененото възнаграждение по EMSA, е целесъобразен.

(445) Трето, Комисията изрази също опасения относно целесъобразността на заемите за SDC и MOCP, с които се покриват съответно разходите за периода на изключване и възможния недостиг на оперативни парични потоци по начин, подобен на потенциално неограничена безвъзмездна помощ, като така се предпазва JV от всякакви оперативни рискове. Освен това чрез MOCP се осигурява 50 % капиталова защита. Белгия твърди, че при липсата на заеми за SDC, WCF и минимални оперативни разходи и капиталово плащане ще са необходими допълнителни вноски в дяловия капитал, тъй като в случай на дори едно събитие, водещо до неразполагаемост, акционерите на JV ще бъдат изложени на риск от изпадане в неплатежоспособност и недостиг на финансиране, което би направило инвестицията нерентабилна.

(446) В отговор на опасенията на Комисията относно заемите за SDC и MOCP Белгия предостави допълнителни разяснения и коригира тези мерки:

а) Белгия твърди, че заемите за SDC по принцип ще бъдат изплатени. Що се отнася до риска разходите по заемите за SDC да не бъдат възстановени, в случай че входящите парични потоци са недостатъчни (тъй като тези разходи се изплащат след вноските на акционерите), Белгия твърди, че този сценарий е много малко вероятен и че разходите по заемите за SDC няма да бъдат възстановени само в случай на много отрицателен сценарий (вж. съображение 132), *т.е.* ако е имало значителна неразполагаемост в продължение на няколко години, *напр.* по-малко от 60 % за всяка година от 2029 г. до 2035 г. Въпреки че не е малко вероятен, този риск все пак е малък и се материализира само при екстремни обстоятелства, които биха били резултат от сериозни или поредица от сериозни неочаквани събития за дълъг период от време и в крайна сметка биха могли да доведат до спиране на дейността на централата (вж. точка б). Такава ситуация би била в ущърб на акционерите: заемите за SDC няма да бъдат изплатени изцяло само ако проектът не генерира достатъчно печалби, за да бъде изплатена каквато и да е възвръщаемост на инвестициите на акционерите, следователно заемите за SDC не водят до непропорционални ползи за акционерите.

б) По същия начин Белгия твърди, че MOCP се задейства само в случай на много негативна ситуация и че Engie все пак рискува да загуби 50 % от капиталовите си инвестиции. Въпреки това в отговор на опасенията, че MOCP може да се окаже неограничена безвъзмездна помощ, Белгия постави таван на плащанията по MOCP. Както е обяснено в съображение 121, насрещната страна по RA (*т.е.* белгийската държава) ще упражни правото си на прекратяване съгласно RA, в случай че MOCP достигне изплатена сума от 2 милиарда евро.

в) Накрая, Белгия предостави допълнителна информация относно риска от настъпване на събитие, водещо до значителна непланирана неразполагаемост, през 10-годишния период на удължаване на експлоатационния срок, като е доказано, че този риск не е малък (вж. съображения 114—118) и последиците от него ще имат голямо въздействие върху рентабилността на проекта за LTO (вж. таблица 11).

(447) Следователно Комисията стига до заключението, че заемите за SDC и MOCP са необходими и целесъобразни инструменти за гарантиране на жизнеспособността на проекта за LTO, по-специално с оглед на конкретните обстоятелства в настоящия случай, който се отнася до съществуващи ядрени реактори, работещи въз основа на остаряваща технология и следователно изложени на риск от значителни непланирани прекъсвания. В този контекст, като се има предвид, че удължаването на експлоатационния срок е ограничено до период от 10 години, което намалява възможността за възстановяване на значителни загуби, MOCP осигурява общ предпазен механизъм за JV, като го защитава от оперативен риск. Без допълнителни гаранции под формата на MOCP и заеми за SDC частен инвеститор вероятно не би поел риска да предприеме проекта за LTO. Като се има предвид потенциалният мащаб на плащанията по MOCP в случай на продължително изключване на единия от двата блока за LTO в продължение на няколко години, изглеждаше необходимо този механизъм да бъде ограничен до сума, която да съответства на практиките на пазара и да позволи достатъчен период от време за възстановяване на нормалната експлоатация на блоковете от типа LTO. Комисията приветства ограничаването на (потенциалните) плащания по MOCP, така че експозицията на белгийската държава да бъде поне количествено определена и да е известна предварително.

(448) Що се отнася до участието на белгийската държава в JV, Белгия твърди, че този подход дава възможност на белгийската държава да контролира съвместно проектното дружество, тъй като двамата акционери влизат в JV при равни условия. Освен това белгийската държава има възможност да запази част от собствеността на съответната критична инфраструктура. Поради това Комисията стига до заключението, че JV е целесъобразно.

(449) Четвърто, по отношение на EMSA Комисията счита за целесъобразно да се избере партньор, който да продава електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO, на пазара на едро, при условие че този партньор ще действа напълно независимо и не в интерес на Electrabel. Комисията обаче изрази съмнения относно ограничаването на продажбите до пазара на едро за ден напред. Белгия поясни, че партньорът по EMSA има свободата да продава електроенергията, генерирана от блоковете от типа LTO, на всички пазари, без да се ограничава до DAM (вж. съображение 152). Белгия също потвърди, че партньорът по EMSA ще бъде избран чрез конкурентна тръжна процедура и че ще бъдат въведени защитни мерки, за да се гарантира, че Engie няма влияние върху тръжната процедура или резултата от нея (вж. раздели 3.3.1.5.1 и 3.3.1.5.3). Освен това, в случай че GEMS бъде избрано за партньор по EMSA, Белгия и Engie се ангажират да въведат необходимите защитни мерки, така че да няма намеса в другите търговски дейности на GEMS (вж. раздел 3.3.1.5.3). Следователно Комисията счита, че структурата на споразумението EMSA и изборът на партньор по EMSA са целесъобразни.

(450) Накрая, Комисията изрази опасения относно целесъобразността на комбинацията от няколко механизма за възнаграждение в допълнение към CfD и счете, че пакетът от подмерки по компонент 1 може да се счита за целесъобразен само дотолкова, доколкото не води до неправомерно, допълнително неправомерно нарушаване на търговията и на конкуренцията. Тъй като Комисията не разполага с данни, че партньорът по EMSA няма да действа независимо, нито че Engie ще бъде защитено от всички пазарни рискове (предвид коригирания механизъм MPRA, тавана на MOCP и капиталовия риск от 50 %), Комисията може да заключи, че всички подмерки по компонент 1 могат да се считат за целесъобразни както поотделно, така и заедно.

8.3.3.4.2. Целесъобразност на компонент 2

(451) Както е посочено в съображение 304 от решението за откриване на процедурата, управлението на радиоактивни отпадъци се характеризира с дълги срокове и следователно може да изисква някаква форма на държавна намеса; крайната отговорност на държавата по отношение на отговорното и безопасно управление на радиоактивните отпадъци е посочена в член 4, параграф 1 от Директива 2011/70/Евратом.

(452) Поради това Комисията счита, че прехвърлянето на пасивите за ядрените отпадъци и отработеното гориво към независим публичен орган — Hedera, е целесъобразен начин да се предостави по-голяма отговорност на белгийската държава за погребването на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци и да се осигури финансирането за тази цел за дълъг период от време. Освен това Комисията не е открила алтернативна мярка или структура, освен описаната в раздел 3.3.2.2, която би дала възможност на Белгия да постигне тези цели в еднаква степен.

(453) Що се отнася до прехвърлянето на допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO („дисинергии при извеждането от експлоатация“), както е посочено в раздел 3.3.2.4, това прехвърляне покрива само допълнителните разходи, произтичащи от проекта за LTO, а редовните пасиви за извеждане от експлоатация и демонтиране остават за оператора на ядрената централа. CPN/CNV действително потвърди, че съществуват дисинергии, влияещи върху разходите за извеждане от експлоатация и демонтиране, и определи сумата количествено. Тъй като белгийското правителство, а не Engie/Electrabel, е поискало удължаване на експлоатационния срок, Комисията счита, че прехвърлянето на дисинергиите при извеждането от експлоатация чрез еднократно плащане от страна на белгийската държава е целесъобразно.

(454) Накрая, прехвърлянето на пасивите за ядрените отпадъци към фонда Hedera — отделен публичен орган, който осигурява средствата по предназначение и контролира разходите във връзка с прехвърлените пасиви, като и двете дейности се извършват под контрола на независим държавен орган (CPN/CNV), обосновава освобождаването на разположените извън Европа активи на Electrabel от периметъра на Electrabel и гарантира целесъобразността на прехвърлянето на пасивите за радиоактивните отпадъци и отработеното гориво.

(455) Поради това Комисията счита, че компонент 2 от мярката, за която е постъпило уведомление, включително неговите подмерки, е целесъобразен за справяне с неефективностите на пазара, свързани с несигурните разходи за управление на отпадъците и извеждане от експлоатация.

8.3.3.4.3. Целесъобразност на компонент 3

(456) Комисията счита, че ядрените технологии са особено чувствителни на риска от политическо забавяне. Следователно, както вече беше посочено в съображение 306 от решението за откриване на процедурата, Комисията счита споразумението за правна защита за целесъобразно за справяне с неефективностите на пазара, свързани с политически и регулаторни рискове, както е признато от Комисията и в решението по дело SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Заключение относно целесъобразността на мярката

(457) Комисията счита, че измененията на мярката, включително изменението на модела на CfD, подсилването на MPRA и таванът на MOCP, както и допълнителните разяснения относно комбинацията от подмерки, са достатъчни, за да може Комисията да стигне до заключение относно целесъобразността на компонент 1. Комисията взема предвид и специфичните обстоятелства по случая, който се отнася до инвестиция в съществуващи атомни електроцентрали, работещи въз основа на остаряла технология, за ограничен период от време. Що се отнася до компоненти 2 и 3, при официалното разследване не са представени доказателства, които да са в противоречие на предишното заключение на Комисията, че компоненти 2 и 3 са целесъобразни.

(458) Предвид гореизложеното Комисията счита подмерките по компонент 1, компонент 2 и компонент 3 за целесъобразен начин за подкрепа на проекта за LTO.

8.3.3.5. Пропорционалност

(459) За да оцени пропорционалността на дадена мярка, Комисията трябва да се увери, че мярката е ограничена до минимума, който позволява успешното завършване на проекта за LTO за постигането на преследваните цели.

(460) В решението за откриване на процедурата Комисията обясни, че при оценката на пропорционалността трябва да се вземе предвид комбинацията от мерки за подкрепа, предложени от белгийските органи, *т.е.* комбинацията от компонент 1, компонент 2 и компонент 3, включително комбинацията от подмерки във всеки компонент.

(461) В следващите раздели Комисията първо ще оцени дали компонент 1, компонент 2 и компонент 3 от мярката, за която е постъпило уведомление, включително техните подмерки, са пропорционални. Оценката на общата пропорционалност на компонент 1, компонент 2 и компонент 3, както и техните потенциални кумулативни ефекти, е представена в раздел 8.3.3.6.

([149]) Вж. също съображение 103 от Решението на Комисията по дело SA.39487 (вж. бележка под линия 25).

8.3.3.5.1. Пропорционалност на компонент 1

(462) Както е отбелязано в съображение 331 от решението за откриване на процедурата, беше установено, че JDA++, споразумението за E&П, ASA и обезщетението за загуби, свързани с покриване на разходи, в случай на несключване на сделката са сключени при пазарни условия и следователно могат да се считат за пропорционални. Както е посочено в съображение 324 от решението за откриване на процедурата, Комисията призна, че е възможно прилагането на конкурентна тръжна процедура за споразумението за E&П да не е целесъобразно предвид чувствителността и специфичния характер на блоковете от типа LTO, така че нейната пропорционалност може да бъде оценена чрез нивото на маржа за Electrabel при изпълнение на споразумението, който следва да бъде определен при пазарни условия. Тъй като нивата на маржовете, определени в споразумението за E&П, са съобразени с тези, прилагани съгласно споразумението за партньорство за LTO с Luminus, което е подходящо референтно споразумение, защото обхваща подобни услуги, Комисията счете споразумението за E&П за пропорционално. Освен това по време на обществената консултация по случая, Комисията не получи никакви доказателства за противното по отношение на пропорционалността на JDA++, споразумението за E&П, ASA и обезщетението за загуби, свързани с покриване на разходи, в случай на несключване на сделката.

(463) В решението за откриване на процедурата JV също беше счетено за пропорционално, тъй като белгийското правителство и Electrabel ще упражняват правата си на равни начала: управлението на JV, както и разходите и приходите ще бъдат поделяни поравно.

(464) В настоящия раздел Комисията оценява пропорционалността на вътрешната норма на възвръщаемост (IRR) на проекта за LTO, както и на останалите финансови подмерки по компонент 1 (MOCP, WCF, заеми за SDC, акционерни заеми). За да се осигури пропорционалността на мярката за държавна помощ и да се избегне свръхкомпенсация, мярката за държавна помощ трябва да гарантира минималната норма на възвръщаемост, за да може бенефициерът да предприеме инвестицията. С други думи това е минималният процент, при който се попълва недостигът на финансиране по проекта. Недостигът на финансиране се определя като разликата между NHC при фактическия сценарий и при съпоставителния сценарий и същевременно представлява минималният размер на държавната помощ, необходим, за да може мярката да има стимулиращ ефект върху предприятието, и максималният размер на пропорционална държавна помощ, при която инвестицията ще бъде направена.

(465) Концепцията за недостига на финансиране е дълбоко залегнала в процеса на вземане на стопански решения при обичайни условия. Когато дружества, стремящи се към максимизиране на печалбата, решават дали да предприемат даден проект, те оценяват стойността, генерирана от въпросния проект, спрямо алтернативни начини на действие и избират този с най-висока очаквана възвръщаемост. Следователно, за да бъдат дружествата склонни да предприемат проект, който не е проектът с най-висока очаквана възвръщаемост, може да се наложи те да бъдат стимулирани чрез държавна помощ, която да покрива недостига на финансиране.

(466) За да определи коя част от различното подобрение се дължи на въздействието на намесата, тъй като подобрението може да се дължи не само на проекта за LTO, а и на други фактори, Белгия предостави съпоставителен сценарий, с който Комисията не разполагаше към момента на решението за откриване на процедурата ([150]). В този случай съпоставителният сценарий е сценарий, при който не би се осъществило удължаването на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO, а, това би се случило, ако не бъде сключено споразумение с белгийското правителство. В съпоставителния сценарий резултатите от намесата се сравняват с резултатите, които биха били постигнати, ако намесата не бъде осъществена. В такъв случай Electrabel: i) би продължило експлоатацията на ядрените реактори до първоначалните им законоустановени крайни срокове и ii) би продължило да носи всички пасиви, свързани с отпадъците. Белгийското правителство предостави финансовите данни, свързани с тази точка, а именно посочените прогнозирани недисконтирани ([151]) свободни парични потоци, свързани с експлоатацията на белгийските ядрени блокове за оставащия им експлоатационен срок (до законоустановените им крайни срокове през 2025 г.). Белгия твърди, че паричните потоци на блоковете от типа LTO за оставащия период от законоустановения експлоатационен срок остават непроменени, със или без проекта за LTO.

(467) В решението за откриване на процедурата имаше три основни опасения по отношение на пропорционалността на компонент 1, които са от значение за оценката на Комисията:

а) MOCP и условията на WCF, акционерните заеми и заемите за SDC (вж. раздел 8.3.3.5.1.1);

б) целевата IRR от 7 %, залегнала в основата на финансовия модел (вж. раздел 8.3.3.5.1.2); както и

в) споразумението EMSA (вж. раздел 8.3.3.5.1.3).

([150]) Съпоставителният сценарий, посочен в решението за откриване на процедурата, се отнася до сценария, при който Engie би осъществило проекта за LTO, без да е постигнало споразумение с белгийското правителство.

([151]) Свободните парични потоци не бяха дисконтирани, тъй като до законоустановения краен срок остава по-малко от една година експлоатация.

8.3.3.5.1.1. Пропорционалност на мерките за финансова подкрепа по компонент 1

(468) Първо, както е посочено в решението за откриване на процедурата, Комисията счете, че МОСР всъщност осигурява общ предпазен механизъм за JV, тъй като всеки недостиг на приходи, произтичащ от липса на производство на електроенергия, възникнал през началния период и през периода на експлоатация, ще бъде покрит чрез плащане от белгийската държава, като по този начин JV ще бъде финансово защитено от всякакъв оперативен риск. Основният проблем с МОСР беше свързан с факта, че беше възможно той на практика да се превърне в почти неограничена безвъзмездна помощ за BE-NUC в случай на дълги периоди на непланирана неразполагаемост на блоковете от типа LTO. Теоретично ако едно сериозно неочаквано събитие или поредица от сериозни неочаквани събития доведат до невъзможност на блоковете от типа LTO да произвеждат електроенергия за 10-годишния срок на проекта за LTO, МОСР може да бъде задействан в размер до [7 000—8 000] милиона евро. Белгия предостави допълнителни разяснения относно непренебрежимата вероятност от възникване на такива събития, водещи до значителни непланирани прекъсвания (вж. съображения 114—118), и възможните последици от това (вж. таблица 11) и Белгия пое ангажимент да ограничи плащането по МОСР до 2 милиарда евро (вж. съображение 121). Тази сума, която изглежда е в съответствие с практиките в сектора по отношение на нивата на гаранция, съответства на горната граница в сценарий, при който има едновременна неразполагаемост и на двата блока от типа LTO в продължение на две последователни години. С оглед на периода на удължаване на експлоатационния срок на централата (ограничен до 10 години) беше счетено, че две години е максималният период от време, който може да бъде посветен на откриване и разрешаване на един проблем или поредица от проблеми в зависимост с тяхната значимост, преди да се обмисли възможността за прекратяване на експлоатацията на централата. Следователно Комисията счита, че ограничените суми по МОСР са пропорционални.

(469) Второ, що се отнася до заемите за SDC, Белгия твърди, че до 2028 г. заемите за SDC покриват разходите за периода, през който не е планирано блоковете от типа LTO да генерират нетен доход, и се изплащат на белгийското правителство, като по този начин се гарантира, че помощта е сведена до минимум. Както е посочено в решението за откриване на процедурата, Комисията имаше опасения относно изплащането на заемите за SDC, тъй като на практика заемите за SDC представляват подчинена линия на финансиране спрямо всички други видове заеми, както и от собствения капитал на JV. Това означава, че ако производството на електроенергия не е достатъчно голямо, те може да не бъдат изплатени в края на периода на LTO, а това води до значителен риск, който може да не е отразен в лихвения процент, определен на по-ниската стойност на OLO (с петгодишен срок) ([152]) в Белгия плюс 200 базисни пункта и 6 %. Белгия поясни, че заемите за SDC няма да бъдат изплатени само в случай на много негативен сценарий, така че рискът разходите за тях да не бъдат възстановени на белгийската държава е много малък (вж. съображение 132). По-специално Белгия подчерта, че при такъв много негативен сценарий няма да има и никаква възвръщаемост на вноската в капиталовия дял. Всъщност рисковете във връзка със заемите за SDC произтичат единствено от рисковете, свързани с резултатите и рентабилността на проекта, тъй като заемите за SDC не се използват за финансиране на капиталовите разходи. Що се отнася до лихвения процент, той е ограничен до максимално ниво, което не надвишава целевия диапазон на IRR от 6 %—8 % съгласно MPRA. Следователно Комисията счита, че условията на заемите за SDC са пропорционални. В случай че окончателните условия на заемите за SDC доведат до изменение на мярката, за която е постъпило уведомление, както е представена в настоящото решение, Белгия се ангажира да уведоми Комисията за тях.

(470) Трето, що се отнася до условията на WCF и акционерните заеми, Белгия поясни по време на официалната процедура по разследване, че те ще бъдат отпуснати при пазарни условия, с лихвени проценти, които все още не са определени, но ще бъдат определени въз основа на преобладаващите пазарни лихвени проценти и всяко сравнимо дългово финансиране от трети страни, налично към съответния момент. Изготвен е информационен лист, в който се определят условията и на двата акционерни заема и се описва методиката за определяне на лихвения процент. Белгия поясни, че тази методика е в съответствие с политиките на Engie за трансферно ценообразуване при заемите и с принципа на ОИСР за свиване на данъчната основа и прехвърляне на печалби (BEPS), с което се гарантира, че определеният лихвен процент е на ниво, отговарящо на условия на сделка между несвързани страни. Съгласно информационния лист с условията се очаква лихвеният процент да бъде плаващ, определен на равнището на 6-месечния EURIBOR плюс очакван марж от приблизително [0—3] %. Комисията отбелязва, че маржът, добавен към 6-месечния EURIBOR, ще бъде оценен въз основа на […], който е широко признат и използван инструмент за оценка на спредовете на маржовете въз основа на критерии като падеж, кредитоспособност и валута на заема, както и кредитополучателя. Що се отнася до рейтинга, който ще бъде използван за JV при оценката на спреда на маржа, при липсата на официален рейтинг за BE-NUC от страна на агенция за кредитен рейтинг Белгия ще направи оценка

([152]) Това съответства на очаквания срок на заемите за SDC (5 години).

въз основа на най-ниския кредитен рейтинг на акционерите на предприятието. Това са белгийската държава (рейтинг на Moody's от Aa3 ([153]), потвърден на уебсайта на белгийското правителство ([154]), рейтинг на S&P от AA и рейтинг на Fitch от AA-, потвърдени на уебсайта на белгийското правителство и проверени от Европейската комисия на портала S&P Capital IQ Pro ([155]) на 16 януари 2025 г.) и Electrabel (рейтинг на Moody's от Baa1 ([156]) според публично достъпния доклад от 10 юли 2024 г. ([157]) и рейтинг на Fitch от BBB+ според публично достъпната информация на уебсайта на Fitch ([158])). Това е стандартен подход, особено като се има предвид, че блоковете от типа LTO представляват основна дейност за Electrabel, което е допълнително подкрепено с неограничена гаранция от дружеството майка Engie (рейтинг на Moody's от Baa1 ([159]) и рейтинг на Fitch от BBB+ ([160])), и като се има предвид структурата на собствения капитал на JV. Следователно Комисията счита, че условията на WCF и акционерните заеми са пропорционални. В случай че окончателните условия на WCF и акционерните заеми доведат до изменение на мярката, за която е постъпило уведомление, както е представена в настоящото решение, Белгия се ангажира да уведоми Комисията за тях.

(471) Предвид въвеждането на таван на MOCP и допълнителните разяснения относно заемите за SDC и условията на WCF и акционерните заеми, Комисията счита, че MOCP, WCF, заемите за SDC и заемите от акционерите са пропорционални.

8.3.3.5.1.2. Пропорционалност на целевата възвръщаемост от 7 % (на която се основава CfD)

(472) Като част от RA между страните ще се прилага двупосочен CfD. Комисията оцени методиката за определяне на цената на упражняване, включително чрез проверка на параметрите, въведени във финансовия модел, с който се определя нивото на цената на упражняване. Както е посочено в съображение 71, в базовия сценарий на финансовия модел при подписване, който стои в основата на споразумението за изпълнение, подписано на 13 декември 2023 г., Белгия приема, че разходите за модернизиране на двата реактора възлизат на капиталови разходи в размер на [2—2,5] милиарда евро, което би довело до цена на упражняване от [80—90] евро на MWh, за да се осигури вътрешна норма на възвръщаемост от 7 % през целия експлоатационен срок на блоковете от типа LTO. С други думи дисконтирането на свободните парични потоци при норма на възвръщаемост след данъчно облагане от 7 % би довело до нулева ННС, което показва, че IRR е пропорционална и служи за попълване на недостига на финансиране. Освен това Белгия твърди, че RA включва механизъм за споделяне на загубите и ползите (MPRA), чрез който Engie частично споделя рисковете с белгийската държава, когато пазарните цени се окажат по-ниски или по-високи от очакваните в базовия сценарий. При по-ниски цени целевата възвръщаемост (под формата на по-ниска цена на изпълнение) пада от 7 % на 6 %, а при по-високи цени целевата възвръщаемост (под формата на по-висока цена на изпълнение) се повишава до 8 %.

(473) По време на официалната процедура по разследване Белгия предостави допълнителни обяснения защо са пропорционални целевата норма на възвръщаемост от 7 % и диапазонът от 6 % до 8 %, като показа, че размерът на помощта е ограничен до необходимия минимум за преодоляване на недостига на финансиране.

(474) Първо, Белгия промени модела на CfD, така че да има по-добро съответствие на производството на електроенергия от блоковете от типа LTO с пазарните сигнали и на партньора по EMSA не се предоставят стимули да продава електроенергия на отрицателни цени. Както е посочено в раздел 8.3.3.4.1, Комисията счита, че измененият модел на CfD наистина е целесъобразен.

([153]) Еквивалентно на AA-, ако се използва рейтинговата терминология на S&P и Fitch.
([154]) Вж. https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) На портала S&P Capital IQ Pro, достъпен от Европейската комисия, са показани само рейтингите на S&P и Fitch, когато са налични.
([156]) Еквивалентно на BBB+, ако се използва рейтинговата терминология на S&P и Fitch.
([157]) Вж. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Вж. https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 е еквивалентен на BBB+ съгласно терминологията за кредитен рейтинг на S&P и Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Вж. https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) Второ, Белгия актуализира сравнителния анализ, за да заключи, че диапазонът на рентабилност от 6 % до 8 % е в съответствие с показателите за сектора, а именно IRR от 7 % съответства на премия от приблизително 4 % над безрисковия лихвен процент от приблизително 3 % (вж. раздел 3.3.1.3.1.1). В международния сравнителен анализ, предоставен от Белгия, се използват, доколкото е възможно, сравними дружества и проекти. Като се има предвид, че ядреният сектор разчита на много специфично и съобразено с конкретните нужди финансиране, често със силно правителствено участие, изглежда нереалистично да се предложи сравнителен показател с точно еквивалентни механизми. Всъщност Белгия признава, че разнообразието от пазарни и регулаторни рамки, рискови профили, както и характеристиките на дружествата и проектите, възпрепятства разработването на напълно сравним набор от дружества или проекти. Примерите, предложени от Белгия, обаче могат да се считат за подходящи, тъй като се позовават на дружества и проекти, притежаващи ядрени активи в различни географски райони, където се мобилизират механизми за финансиране, най-близки до тези на проекта. При IRR от 6 % до 8 % изглежда, че както при повечето проекти със сравними диапазони и финансови защитни мерки, използваните от Белгия параметри са в долния край на скалата.

(476) Трето, Белгия промени механизма MPRA, така че коригирането на IRR да се извършва по-бързо в съответствие с пазарните обстоятелства (вж. раздел 3.3.1.3.2). Чрез коригиране на стъпките на MPRA от 30 % на 20 %, което води до подсилване на механизма, това ще доведе до по-бързо движение в посока намаление на IRR, когато пазарната цена е по-ниска от цената на упражняване, или до по-бързо движение в посока повишение на IRR, когато пазарната цена е по-висока от цената на упражняване. При равни други условия това ще доведе до по-силно въздействие върху IRR на JV в случай на промени на пазарните цени в рамките на ценовия диапазон.

(477) Четвърто, въз основа на актуализирания MPRA и текущите прогнози за пазарните цени Белгия изчисли действителната норма на възвръщаемост, която BE-NUC би получила в настоящия момент, в размер на 6,5 % — или 0,5 базисни пункта по-ниско от целевата норма на възвръщаемост от 7 %, което се намира в долния край на диапазона от 6 % до 8 %. Тази оценка се основава на развитието на пазарите на електроенергия след подписването на споразумението (2023 г.) и на факта, че прогнозите за периода 2025—2035 г. ще са намалели. Комисията отбелязва, че тези оценки са в съответствие с текущите котировки на EEX. Към 16 януари 2025 г. прогнозите за средните цени са следните: 79,72 евро/MWh за 2025 г., 80,23 евро/MWh за 2026 г., 75,75 евро/MWh за 2027 г., 64,99 евро/MWh за 2028 г. ([161]).

(478) Пето, Белгия сравни целевата IRR с теоретичната цена на капитала въз основа на две широко приети методики, а именно средната претеглена цена на капитала (WACC) и цената на собствения капитал (CoE без ливъридж). Белгия изчисли WACC, която е в диапазона от 6,2 %—7,4 %, и CoE без ливъридж, която е в диапазона от 6,2 %—7,5 %. В този контекст, за да потвърди допълнително дали целевата IRR е пропорционална, Комисията сравни целевата WACC на Белгия с основан на пазара диапазон на WACC ([162]). Целева IRR над този диапазон означава непропорционално висока възвръщаемост, а целева IRR под диапазона означава непропорционално ниска възвръщаемост (*т.е.* възвръщаемост, която пазарен инвеститор не би приел). За да оцени теоретичния диапазон на WACC въз основа на пазарни данни, Комисията се позовава на стандартната формула за WACC, използвана и от Белгия, която е описана в раздел 3.3.1.3.1.2.1.

(479) За CoE Комисията се позова на стандартната формула на CAPM, използвана и от Белгия, която е описана в раздел 3.3.1.3.1.2.2, като оцени всеки от нейните компоненти въз основа на пазарни данни, както е обяснено по-долу.

(480) За безрисковия лихвен процент Комисията се позова — в съответствие с подхода на Белгия — на доходността на 10-годишните белгийски държавни облигации (OLO), която спокойно може да се доближи до деноминирания в евро безрисков фактор в суверенния кредитен рейтинг на Белгия и да бъде съвместима с продължителността на проекта от 10 години. Що се отнася до периода на осредняване, Комисията взе предвид както 6-месечна, така

([161]) Вж. https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Като се има предвид, че пазарните параметри, използвани за CoE без ливъридж и WACC, са едни и същи, в настоящия раздел Комисията ще се съсредоточи върху изчислението на WACC.

и 12-месечна плъзгаща се средна стойност, възлизаща съответно на 3,01 % и 3,03 % към септември 2024 г. ([163]) Следователно очакваният диапазон на безрисковия лихвен процент попада в рамките на долната и горната оценка, изчислени от Белгия, от 2,8 % и 3,11 % (въз основа на 12-месечната плъзгаща се средна стойност съответно за средата на 2023 г. и края на 2023 г.). Тези оценки са в съответствие и със средните безрискови лихвени проценти, използвани в Белгия според данни на Fernandez et al. ([164]) за началото на 2024 г.

(481) За премията за пазарен риск Белгия приема диапазон между 5,27 % и 5,75 % въз основа на данните на Damodaran и Fernandez (вж. таблица 8). Тези бази данни са общопризнати и на тях се разчита в средите на финансите и бизнеса. Комисията намира тези източници за надеждни и в своя сценарий при ниска стойност приема средната стойност на данните на Damodaran (5,27 %), а в сценария си при висока стойност — консервативната стойност на Белгия от 5,75 %. За своя базов сценарий Комисията разгледа трети широко признат и надежден източник на данни, а именно годишните данни от проучването, публикувано от Fernandez et al. ([165]), като оцени премията за пазарен риск на 5,7 % в началото на 2024 г. От съображения за консервативност за своя базов сценарий Комисията взема предвид средната стойност на трите източника (Damodaran, Kroll и Fernandez), която е 5,57 %.

(482) По отношение на коефициента „бета“ без ливъридж Комисията оцени както методиките, предложени от Белгия, които се основават на средната аритметична стойност и медианата на ливъриджа (коефициент дълг/капитал) на пет сходни комунални дружества, така и коефициентите „бета“, оценени като 5-годишни плъзгащи се средни стойности към средата на 2023 г. с ежедневна честота. Комисията счита, че тази методика и източникът на данни (Bloomberg) са в съответствие с общоприетите методики ([166]). За базовия си сценарий Комисията взема средната стойност на долната ([0,40—1,00]) и горната ([0,40—1,00]) оценка за базовия си сценарий ([0,40—1,00]). За процеса на намаляване и увеличаване на ливъриджа на оценките на коефициента „бета“ Комисията — в съответствие с Белгия — също разчита на подхода на Hamada (както е описано в таблица 6) и използва, от съображения за консервативност, долната граница на оценката на Белгия за целевия ливъридж (коефициент дълг/капитал) от 53 %.

(483) Що се отнася до ливъриджа ([167]), Комисията отбелязва, че диапазонът от 34,6 %—35,2 % (вж. таблица 6) се получава от целевия ливъридж, вариращ от 53 % до 54,5 %, въз основа на данни от сходни дружества, използвани за оценките на коефициента „бета“, както е описано в съображение 482. От съображения за консервативност в своя базов сценарий Комисията използва долната граница на оценките ([168]).

(484) По отношение на оценките на разходите по дълга преди данъчно облагане Белгия използва широко призната методика, при която към безрисковия лихвен процент се добавя корпоративен спред (основан на сектора, в който работи дружеството). В съответствие с тази методика за своя базов сценарий Комисията добавя към безрисковия лихвен процент от 3,03 % (базов сценарий) средната стойност на корпоративните спредове от началото на 2023 г. и началото на 2024 г. съответно от 2,69 % и 2,17 % ([169]).

([163]) Данните са извлечени от S&P Capital IQ Pro на 4 септември 2024 г.

([164]) Широко признат източник на данни. Prof. Fernandez et al. публикуват проучване за премията за пазарен риск и безрисковия лихвен процент, използвани в много държави на годишна база. Проучването от 2024 г., достъпно тук, показва среден безрисков процент от 3,1 %. Проучване: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 [„Премия за пазарен риск и безрисков лихвен процент, използвани в 96 държави през 2024 г.“] от Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín — https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Широко признат източник на данни. Prof. Fernandez et al. публикуват проучване за премията за пазарен риск и безрисковия лихвен процент, използвани в много държави на годишна база. Проучването от 2024 г., достъпно тук, показва средна премия за пазарен риск от 5,7 %: Проучване:Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024 [„Премия за пазарен риск и безрисков лихвен процент, използвани в 96 държави през 2024 г.“] от Pablo Fernandez, Diego Garcia de la Garza, Lucía Fernández Acín: SSRN.

([166]) Използването на 5-годишна плъзгаща се средна стойност с ежедневна честота дава възможност за изглаждане на краткосрочната волатилност и осигурява по-стабилна мярка за риска.

([167]) Капиталовият лост (коефициент дълг/общ капитал) се получава от целевия ливъридж, използван в процеса на намаляване и увеличаване на ливъриджа на оценката на коефициента „бета“, както е описано в раздел 3.3.1.3.1.2. Капиталовият лост се изчислява като (целеви ливъридж/(1+целеви ливъридж).

([168]) Капиталовият лост в общи линии също е в съответствие с информацията от сектора, предоставена от Damodaran, който оценява среден капиталов лост от 39,25 % за енергийния сектор за 2023 г. (данни, публикувани през януари 2024 г., достъпни на https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) От уебсайта на Damodaran, страница Archived data [„Архивирани данни“] (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), файлове за 1/24 и 1/23 за Европа в раздел Cost of Capital by Industry [„Цена на капитала по отрасли“].

(485) Заключенията на Комисията относно CoE са представени в таблица 17 по-долу. В таблицата са показани три сценария по отношение на WACC, изготвени в резултат на три набора от допускания: „Ниска стойност“ на Белгия, „базова стойност“ на Комисията и „висока стойност“ на Белгия.

Таблица 17

Представяне на три сценария за WACC

Сценарии (*)	Белгия ниска стойност	Комисия базова стойност	Белгия висока стойност
Безрисков лихвен процент	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Премия за пазарен риск	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Бета с ливъридж	[0,40—1,00]	[1,00—1,60]	[1,00—1,60]
Цена на дълга преди данъчно облагане	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Ливъридж	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Данъчна ставка	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Числата са закръглени до най-близкия знак след десетичната запетая.

(486) Показаните в таблица 17 параметри на WACC водят до WACC от приблизително 7,0 % при базовия сценарий на Комисията и в рамките на диапазона, оценен от Белгия за сценариите при ниска и при висока стойност. Целевата IRR от 7 % попада в този диапазон. Следва да се отбележи, че:

а) Тези цифри не включват специфична премия за риск, свързан с ядрената енергетика, или други премии, като например премия за неликвидност, които да отразяват намаляването на риска, осигурено с различните мерки, описани в разделите по-горе ([170]).

б) Коефициентът „бета“ и оценката за капиталовия лост в белгийския сценарий при ниска стойност се основават на средната аритметична стойност на избраните сходни дружества. Въпреки това, по-специално по отношение на коефициента „бета“, в допълнителните си обяснения относно диапазона на оценките за цената на капитала, предоставени през декември 2024 г., както е обсъдено в раздел 3.3.1.3.1.2, Белгия подчертава, че средната аритметична стойност на сравними коефициенти „бета“ ще доведе до подценяване на пазарните рискове на съответното дружество за комунални услуги, което има експозиция на известно производство на ядрена енергия, тъй като придава еднаква тежест на дружества с различен състав на портфейла ([171]). Поради тази причина Белгия представи леко преразгледани оценки на коефициента „бета“ без ливъридж, като взе средната аритметична стойност на всички сходни дружества с изключение на дружеството с най-ограничен микс от ядрени мощности в своите активи, което доведе до стойност [0,40—1,00], и като взе средната стойност на коефициентите „бета“ без ливъридж на двете дружества с най-високо ниво на експозиция на риск, свързан с ядрени дейности, което доведе до стойност [0,40—1,00]. Комисията признава валидността на забележките, повдигнати от Белгия. Ако в базовия сценарий на Комисията за WACC се вземе предвид средната стойност ([0,40—1,00]) на двете оценки за коефициента „бета“ без ливъридж, WACC ще достигне малко по-висока оценка от 7,12 %.

в) Съгласно преразгледаните прогнози за пазарните цени (на електроенергията), посочени в раздел 3.3.1.3.1.3, очакваната реализирана IRR всъщност е 6,5 %.

(487) Накрая, както е посочено в съображение 318 от решението за откриване на процедурата, пропорционалността на финансовите подмерки по компонент 1 е свързана с тяхната целесъобразност. Както е посочено в раздел 8.3.3.4.1, Комисията стигна до заключението, че пакетът от финансови подмерки по компонент 1 може да се счита за целесъобразен за справяне с неефективностите на пазара и рисковете, свързани с инвестициите в ядрена енергетика.

([170]) Което е в съответствие с решението за Dukovany.

([171]) Вж. Белгия, декември 2024 г., SA.106107 — Допълнителна бележка — Допълнителни обяснения относно диапазона на прогнозните оценки за разходите за капитал: Например, при Iberdrola (с коефициент „бета“ без ливъридж от [0,00—0,60]) 5 % от инсталираните мощности бяха в ядрени активи и 14 % от производството идваше от ядрена енергия. В същото време 53 % от общото производство на Fortum идваше от ядрена енергия, а коефициентът му „бета“ беше [0,40—1,00].

(488) Поради горепосочените причини Комисията счита, че Белгия е доказала в достатъчна степен пропорционалността на модела на CfD и на съответната вътрешна IRR.

8.3.3.5.1.3. Пропорционалност на споразумението EMSA

(489) Накрая, Белгия потвърди по време на официалната процедура по разследване, че ще бъде организирана тръжна процедура за избор на партньор по EMSA и разясни по-подробно критериите за подбор и условията, приложими за партньора по EMSA (вж. раздел 3.3.1.5.1). Комисията счита, че тръжната процедура е открита, ясна, прозрачна и недискриминационна и е основана на обективни критерии, които са определени предварително в съответствие с целта на помощта и свеждат до минимум риска от стратегическо оферииране. Освен това критериите за подбор бяха публикувани на съответните белгийски и европейски платформи достатъчно време преди крайния срок за подаване на заявления, за да се създадат условия за ефективна конкуренция. Наистина Белгия въведе допълнителни разпоредби и защитни мерки, за да гарантира, че целите на EMSA ще бъдат постигнати и че очакваните услуги ще бъдат предоставени адекватно (*напр*. RFI и RFC, както е обяснено в раздел 3.3.1.5.1).

(490) Освен това Белгия взе мерки за ефективно откриване и предотвратяване на всякакви потенциални конфликти на интереси с Engie по време на подготовката на тръжната процедура.

(491) В отговор на опасенията на Комисията в съображение 328 от решението за откриване на процедурата Белгия също промени модела на CfD, като предостави правомощията за вземане на решения относно икономическото модулиране на партньора по EMSA, който — благодарение на изменената формула за изчисляване на възнаграждението — има правилните стимули да взема решения за икономическо модулиране в съответствие с пазарните обстоятелства, което гарантира оптимално диспечиране и поддръжка на блоковете от типа LTO, както и намалени стимули за производство в периоди на отрицателни цени (вж. раздел 8.3.3.4.1). Вследствие на това Комисията счита, че партньорът по EMSA няма да бъде стимулиран да предлага пълната мощност на блоковете от типа LTO единиците на DAM на най-ниската разрешена цена.

(492) Освен това с изменената формула за изчисляване на възнаграждението на партньора по EMSA се постига правилния баланс между повишените рискове от изключване и поддържането на правилните стимули за партньора по EMSA да се стреми към баланс. Следователно Комисията счита, че търгът за EMSA ще привлече достатъчно оференти.

(493) Освен това Белгия поясни, че са предвидени специфични разпоредби и мерки в случай на участие и избор на GEMS в търга или в случай че GEMS трябва временно да изпълнява ролята на партньор по EMSA при неуспешна тръжна процедура (вж. раздел 3.3.1.5.3). Комисията счита, че тези мерки са достатъчни, за да се гарантира независимостта на партньора по EMSA при всички обстоятелства.

(494) Поради горепосочените причини Комисията счита, че Белгия е доказала в достатъчна степен пропорционалността на EMSA.

8.3.3.5.2. Пропорционалност на компонент 2

(495) За да определи дали прехвърлянето на пасивите за ядрените отпадъци и отработеното гориво е пропорционално, Комисията провери дали условията, при които се извършва прехвърлянето на тези пасиви, са определени по такъв начин, че рискът от превишаване на разходите за държавата и свързаната с това несигурност да бъдат максимално ограничени. Поради естеството на управлението на радиоактивните отпадъци и оставащата несигурност относно избора на площадка и разходите по погребване е възможно да не се стигне дотам, че да се изключи напълно всяка възможност за превишаване на разходите, както е признато в предишни решения на Комисията относно пасивите за ядрените отпадъци и отработеното гориво (вж. бележка под линия 149).

(496) Комисията е посочвала и в предишни случаи, че управлението на радиоактивните отпадъци се характеризира с дълги срокове, което може да изисква някаква форма на държавна намеса. Белгия също посочва, че необходимостта от държавна намеса, за да се гарантира отговорното и безопасно управление на радиоактивните отпадъци, е залегнала в член 4, параграф 1 от Директива 2011/70/Евратом, съгласно който държавата носи крайната отговорност в това отношение, както и в Единната конвенция за безопасност при управление на отработено гориво и за безопасност при управление на радиоактивни отпадъци. Белгия твърди, че държавната намеса може да е оправдана, за да се избегне рискът от по-голяма тежест за държавата в бъдеще, в случай че не се предприемат действия.

(497) Освен това Белгия заяви, че в съответствие с принципа „замърсителят плаща“, установен в Препоръка 2006/851/Евратом, белгийският оператор на ядрената централа е заделил достатъчно финансови средства за разходите за управление на отработеното гориво и радиоактивните отпадъци по време на експлоатационния срок на седемте ядрени реактора. CPN/CNV извършва редовен преглед на адекватността на тези финансови ресурси. В допълнение Белгия твърди, че настоящото споразумение за отпадъците продължава да зачита принципът „замърсителят плаща“ и да отговаря на изискванията, посочени в член 4, параграф 3, буква д), член 5, параграф 1, буква е) и член 9 от Директива 2011/70/Евратом, поради следните причини:

а) Операторът на ядрената централа продължава да бъде отговорен за задълженията за извеждане от експлоатация и дейностите за привеждане на радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво в съответствие с договорните критерии за прехвърляне (CTC). Освен това Белгия твърди, че тези CTC могат да се считат за много строги, което допълнително ограничава риска, поет от белгийската държава. Държавата също така не носи финансова или друга отговорност за частта от управлението преди прехвърлянето, която се поема от оператора на ядрената централа.

б) Обемът на отпадъците е определен предварително и операторът на ядрената централа поема — чрез таксата за корекция на обема — свързания с обема риск, в случай че се произведат повече отпадъци от договореното, а в случай че се произведат по-малко отпадъци, не се осигурява възстановяване на суми.

в) В еднократното плащане е включена рискова премия, покриваща несигурности, за които все още не са направени провизии в съответствие с МСС 37 (от Международните счетоводни стандарти).

г) Плащането на еднократната сума от 15 милиарда евро от Electrabel се извършва незабавно, а не в продължение на няколко десетилетия, и се управлява и инвестира от независим публичен орган (Hedera), който осигурява средствата по предназначение и контролира разходите във връзка с прехвърлените пасиви, като и двете дейности се извършват под контрола на независим държавен орган (CPN/CNV). По този начин се гарантира, че финансовите ресурси са налични, когато започне погребването на радиоактивните отпадъци, и се ограничават рисковете, свързани с потенциална неплатежоспособност на Electrabel. Чрез предварителното плащане на еднократната сума по ограничените суми белгийската държава вече ще разполага с финансовите ресурси и няма да зависи от съществуването на частен оператор на ядрени централи в дългосрочен план.

(498) В съображения 337—340 от решението за откриване на процедурата Комисията призна факта, че споразумението за отпадъците между Белгия и Engie има множество положителни характеристики, като например: i) незабавното плащане на парични средства въз основа на текущите провизии, свързани с ядрените дейности (сертифицирани от международни дипломирани експерти-счетоводители), с включена рискова премия, благодарение на която белгийската държава е застрахована срещу потенциална неплатежоспособност на оператора на ядрената централа, ii) включването на таксата за корекция на обема, в случай че количеството ядрени отпадъци е по-високо от предвиденото към момента, и iii) включването на строги договорни критерии за прехвърляне.

(499) Комисията счита, че прехвърлянето на пасивите за ядрените отпадъци към фонда Hedera — отделен публичен орган, който осигурява средствата по предназначение и контролира разходите във връзка с прехвърлените пасиви, като и двете дейности се извършват под контрола на независим държавен орган (CPN/CNV), обосновава освобождаването на разположените извън Европа активи на Electrabel от периметъра на Electrabel (и съпътстващия мониторинг на CPN/CNV) и гарантира пропорционалността на прехвърлянето на пасивите за радиоактивните отпадъци и отработеното гориво, като се има предвид, че към момента на приключване на сделката е оценено, че в периметъра на Electrabel има налични активи на стойност най-малко 4 милиарда евро. Освен това, както вече беше посочено в съображение 334 от решението за откриване на процедурата, освобождаването може да се счита за пропорционално, тъй като Engie предоставя неограничена и неотменяема гаранция като дружество майка, която покрива: i) задълженията на Electrabel за извеждане от експлоатация (което включва и риска стойността на провизиите да бъде недостатъчна), ii) свързания с обема риск съгласно споразумението за таван на отпадъците, и iii) погасяване на заеми от Synatom.

(500) Накрая, Белгия също пояснява, че във финансовия модел при подписване се вземат предвид разходите за управление на отпадъците от LTO и отработеното гориво от LTO или крайните разходи, оценени на приблизително 0,9 милиона евро на горивна касета (по стойности от 2022 г.) (вж. съображение 177), така че тези стойности на отпадъците могат да бъдат отнесени само към периода на удължаване на експлоатационния срок и не са взети предвид в споразумението за отпадъците.

(501) В решението за откриване на процедурата имаше три основни нерешени въпроса по отношение на пропорционалността на компонент 2, които са от значение за оценката на Комисията:

а) размерът на дисконтовия процент за изчисляване на настоящата стойност на прехвърлените пасиви за ядрени отпадъци, който потенциално не отразява много дългосрочните рискове, свързани с пълното прехвърляне на всички пасиви за отпадъци към белгийската държава (както е посочено от CPN/CNV в нейното становище);

б) размерът на рисковата премия; както и

в) стойността на прехвърлянето на допълнителните пасиви за извеждане от експлоатация, произтичащи от проекта за LTO, която все още не беше известна към момента на оценката в решението за откриване на процедурата.

(502) Първо, за да изчисли настоящата стойност на пасивите, свързани с ядрените отпадъци и отработеното гориво, Белгия избра единен номинален дисконтов фактор от 3 % въз основа на инфлация от 2 % и реален лихвен процент от 1 %, за разлика от становището на CPN/CNV за прилагане на двуетапен подход, при който се използва дисконтов процент от 3,17 % за първите 30 години (въз основа на лихвения процент за 30-годишните OLO) и дисконтов процент от 2,17 % за периода след това (въз основа на безрисковия лихвен процент). Комисията повдигна въпроса за причините, поради които Белгия се е отклонила от подхода на CPN/CNV.

(503) Както е обяснено в раздел 3.3.2.3.1, Белгия разясни, че дисконтовият процент от 3 % представлява консервативен дългосрочен процент, като го сравни със симулирания единен процент, съответстващ на двуетапния подход на CPN/CNV (изчислен в различни моменти във времето) и крайния форуърден лихвен процент (UFR) на EIOPA. Както е показано в таблица 14, ако се сравни дисконтовият процент от 3 % с тези други референтни лихвени проценти, изчислени в различни моменти след подписването на споразумението за изпълнение, процентът от 3 % се намира в долния край на диапазона от референтни стойности.

(504) Лихвеният процент от 3 % е в съответствие и с лихвения процент за 30-годишните белгийски OLO и представлява най-добрата налична оценка в съответствие с пазарната практика предвид периода на удължаване на експлоатационния срок и факта, че 3 % вече е в долната граница на различните оценки. Той е и значително по-нисък от дисконтовия процент от 4,58 %, използван от Германия в друг подобен случай и одобрен от Комисията в дело SA.45296.

(505) При изчисляването на тавана на отпадъците Белгия приема постоянен процент на инфлацията от 2 %, което е дългосрочната инфлационна цел на ЕЦБ. CPN/CNV изрази опасения, че действителната инфлация на разходите за изграждане на ядрени електроцентрали (въз основа на индекса на ABEX) може да е по-висока от инфлационната цел на ЕЦБ от 2 % (вж. съображение 278). Белгия твърди, че инфлационната цел на ЕЦБ от 2 % е правилният показател за инфлацията при изчисляването на тавана на отпадъците, тъй като: i) индексът на ABEX е слаб показател за разходите за изграждане на ядрени електроцентрали, тъй като обхваща само жилищно строителство, и ii) основните структурни тенденции при индекса на ABEX и ИПЦ са сходни. Комисията е съгласна с доводите на Белгия за съответен процент на инфлация да се приеме инфлационната цел на ЕЦБ от 2 % в съответствие с пазарната практика.

(506) Следователно Комисията стига до заключението, че дисконтов процент от 3 % може да се счита за консервативен и поради тази причина също пропорционален.

(507) Белгия поясни, че въз основа на техническа бележка на ONDRAF/NIRAS към базовата сума от 9 815 милиона евро е добавена значителна допълнителна рискова премия от 5 185 милиона евро, за да се покрият оставащите несигурности.

(508) По време на фазата на официално разследване Белгия поясни по какъв начин при изчисляването на рисковата премия са взети предвид несигурностите и рисковете, свързани с прехвърлянето на финансовата отговорност за управлението на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво от седемте атомни електроцентрали на Белгия към белгийската държава, както е посочено в бележката на ONDRAF/NIRAS (вж. таблица 15).

(509) Комисията признава, че не е лесно да се определят количествено всички тези рискове и да се оцени тяхната вероятност. Въпреки това Комисията счита, че рисковата премия в споразумението за тавана на отпадъците е предназначена да покрие всички рискове, при които вероятността да се случат е по-малка, отколкото да не се случат, както в посочено в бележката на ONDRAF/NIRAS, и следователно счита рисковата премия от 5 185 милиона евро за пропорционална.

(510) Трето, що се отнася до изчисляването на размера на дисинергиите при извеждането от експлоатация, Комисията взема предвид становището на CPN/CNV за намаляване на предложената от Engie сума до [100—500] милиона евро (в номинално изражение) (вж. съображение 200) и счита тази сума за пропорционална.

(511) Предвид горепосочените доводи и допълнителни разяснения, предоставени от Белгия, Комисията следователно счита, че компонент 2 от мярката, за която е постъпило уведомление, е пропорционален.

8.3.3.5.3. Пропорционалност на компонент 3

(512) В разпоредбите относно правната защита, сключени с Engie, се предвижда, че белгийската държава ще обезщети Engie за преките загуби, които действително понася, в случай че бъдат приети нови разпоредби, отнасящи се до операторите на ядрени централи в Белгия или до ядрените дейности на Electrabel, които имат отрицателно въздействие върху съществените условия на сделката.

(513) В случай на едностранно действие от страна на белгийската държава, водещ до преждевременно изключване на ядрените реактори Doel 4 и Tihange 3 или до промяна на икономическите параметри, посочени в споразуменията, собствениците на атомните електроцентрали могат да активират включените в споразуменията клаузи за обезщетение и да се обърнат към съд или арбитражен съд за обезщетение. Ищецът трябва да докаже претенцията си, а размерът на обезщетението не се определя от белгийската държава или от собствениците на ядрените реактори, а от трета страна.

(514) Както вече беше посочено в решението за откриване на процедурата, с процедурата пред съд или арбитражен съд за определяне на размера на обезщетението следва да се гарантира, че размерът на помощта е сведен до минимум и следователно е пропорционален.

8.3.3.5.4. Заключение относно пропорционалността на мярката

(515) Комисията счита, че измененията на мярката, включително изменението на модела на CfD, подсилването на MPRA и таванът на MOCP, както и допълнителните разяснения относно комбинацията от подмерки, са достатъчни, за да може Комисията да стигне до заключение относно пропорционалността на компонент 1. Тук Комисията взема предвид и специфичните обстоятелства по случая, който се отнася до инвестиция в съществуващи атомни електроцентрали, работещи въз основа на остаряла технология, за ограничен период от 10 години. Освен това Комисията счита допълнителните разяснения относно изчисляването на дисконтовия процент и рисковата премия за достатъчни, за да може да направи заключение относно пропорционалността на компонент 2 от мярката. Накрая, що се отнася до компонент 3, при официалното разследване не са представени доказателства, които да са в противоречие на предишното заключение на Комисията, че компонент 3 е пропорционален.

(516) Предвид гореизложеното Комисията счита подмерките по компонент 1, компонент 2 и компонент 3 за пропорционален начин за подкрепа на проекта за LTO.

8.3.3.6. Комбинация от трите компонента и потенциални кумулативни ефекти

(517) В отговор на решението за откриване на процедурата (вж. раздел 4.4.4) Белгия заяви, че компоненти 1, 2 и 3 от мярката, въпреки че обслужват една и съща цел за удължаване на експлоатационния срок на блоковете от типа LTO и са сключени едновременно, се различават по своите предмет и естество, цели и бенефициери, така че всички компоненти и подкомпоненти на мярката могат да се считат за взаимно допълващи се, което ограничава възникването на потенциални кумулативни ефекти.

(518) Относно твърденията на Белгия (вж. съображения 517 и 419), че всеки от трите компонента на проекта за LTO е свързан със специфичен риск или специфичен набор от рискове и специфични неефективности на пазара, както е посочено в съображение 418, в предишни решения в областта на ядрената енергетика Комисията призна, че комбинацията от тези отделни рискове и неефективности на пазара е специфична за ядрената технология ([172]) и представлява обща характеристика на всички пазари в ЕС, включително белгийския пазар на електроенергия.

(519) Комисията счита, че всеки от трите компонента на мярката се отнася до отделен риск и неефективност на пазара и че в това отношение няма припокриване между трите компонента. Следователно Комисията стига до заключението, че за да се обхванат всички установени рискове, свързани с ядрените технологии (технически рискове и рискове, свързани с управлението на проекти, пазарни и инвестиционни рискове, дългосрочни рискове, свързани с управлението на ядрените отпадъци и извеждането от експлоатация и демонтирането на атомните електроцентрали, регулаторни и политически рискове), комбинацията от трите компонента на мярката (компонент 1, компонент 2 и компонент 3) е необходима и целесъобразна.

(520) Що се отнася до пропорционалността на комбинацията от мерки, в решението за откриване на процедурата Комисията счете, че Белгия не е доказала в достатъчна степен въздействието на трите компонента на мярката един върху друг, по-специално по отношение на пропорционалността на комбинацията от всички подмерки.

(521) По време на официалното разследване Белгия поясни, че от една страна финансовият модел, на който се основават мерките за финансова подкрепа по компонент 1, включва допълнителните разходи, свързани с експлоатационните отпадъци и отработеното гориво, произведени от блоковете от типа LTO през периода на LTO, както и размера на дисинергиите при извеждането от експлоатация (понесени от белгийската държава), докато от друга страна споразумението за отпадъците се отнася не само до блоковете от типа LTO, а до всичките седем ядрени реактора в Белгия, и при него са взети предвид всички свързани с ядрените дейности провизии, които трябва да бъдат направени до първоначалните законоустановени крайни срокове на седемте ядрени реактора (вж. раздел 3.3.2.5). Следователно Комисията е съгласна, че когато е необходимо, разходите за ядрени отпадъци и отработено гориво са били взети предвид във финансовия модел на компонент 1, който стои в основата на калибрирането на финансовите подмерки по компонент 1, докато по-голямата част от споразумението за отпадъците в компонент 2 (като се има предвид прехвърлянето на пасиви за ядрени отпадъци и отработено гориво до първоначалния законоустановен краен срок на седемте ядрени реактора) не се припокрива с финансовите подмерки по компонент 1. Следователно Комисията стига до заключението, че въздействието на подмерките по компонент 2 правилно е било взето предвид при анализа на пропорционалността на компонент 1.

(522) Белгия признава, че компоненти 2 и 3 на мярката (потенциално) променят рисковия профил на Electrabel. Според Белгия обаче компоненти 2 и 3 не водят до промени в рисковия профил на BE-NUC, основния бенефициер по компонент 1. Следователно рисковият профил на BE-NUC е от значение за оценката на пропорционалността на компонент 1. Както е посочено в раздел 3.4, Комисията е съгласна, че бенефициерите на трите компонента на мярката се различават малко за всеки компонент и че въздействието на всеки компонент на мярката трябва да бъде оценено на равнището на съответния бенефициер. Въпреки това BE-NUC и Electrabel са основните бенефициери на компоненти 1 и 3. Например намаленият рисков профил на Electrabel и BE-NUC чрез мерките за правна защита по компонент 3 е взет предвид при оценката на финансовите подмерки по компонент 1, тъй като се счита, че целевата IRR на проекта за LTO се намира в долния край на спектъра в актуализирания сравнителен анализ (вж. раздел 3.3.1.3.1.1), като по този начин се доближава до рентабилността на дружества с намален рисков профил. Освен това в съответствие с намаления рисков профил не е добавена допълнителна премия за риск, свързан с ядрената енергетика (или премия за ликвидност) (вж. съображение 486, буква а). Накрая, докато целевата IRR е 7 %, очакваната реализирана IRR е 6,5 % и дори би могла да бъде много по-ниска, като се има предвид, че е много вероятно на годишна база да се случват неочаквани събития, които имат отрицателно въздействие върху възвръщаемостта на проекта (вж. раздел 3.3.1.3.1.3).

([172]) Вж. напр. Решение на Комисията от 13.1.2015 г., SA.34947 (2013/C) (предишно 2013/N), Обединено кралство, „Подкрепа за атомната електроцентрала Hinkley Point C“ (ОВ L/2015/109, 28.4.2015 г., стр. 44), съображение 385; Решение на Комисията от 24.7.2017 г., SA.38454 (2017/C) (предишно 2015/N), Унгария, „Разработване на два ядрени реактора в атомната електроцентрала Paks II“ (ОВ L/2017/317, 1.12.2017 г., стр. 45), съображение 322; Решение за откриване на процедура от 30.6.2022 г., SA.58207 (2021/N), Чехия, „Подкрепа за Dukovany II, нова атомна електроцентрала в Чехия“ (ОВ C/2022/299, 5.8.2022 г., стр. 5), съображения 182—184.

(523) Следователно Комисията стига до заключението, че кумулативният ефект на трите компонента на мярката е бил взет предвид при оценката на пропорционалността, където е необходимо, и следователно заключава, че и комбинацията от трите компонента на мярката е пропорционална.

8.3.3.7. Избягване на неоправдани отрицателни последици за конкуренцията и търговията и сравнителен тест

(524) За да бъде мярката съвместима с вътрешния пазар, нейните отрицателни ефекти, изразяващи се в неправомерно нарушаване на конкуренцията и въздействие върху търговията между държавите членки, трябва да бъдат ограничени и да бъдат компенсирани от положителните ефекти от помощта.

(525) За да анализира въздействието върху пазара, Комисията проучи въздействието върху конкуренцията, причинено от факта, че основните бенефициери на мярката, за която е постъпило уведомление, са Electrabel, действащият и единствен оператор на двата блока от типа LTO, и Luminus, второто по големина дружество (по отношение на пазарните дялове) на белгийския пазар на електроенергия. Предвид силната позиция на Electrabel на високо концентрирания белгийски пазар на електроенергия (вж. раздел 2.5), неговият избор за основен бенефициер на помощта породи съмнения относно потенциално неправомерно нарушаване на пазарната структура.

(526) В раздел 4.3.3.1 от решението за откриване на процедурата Комисията оцени факта, че Electrabel (като важен бенефициер на проекта за LTO и единствен оператор на блоковете от типа LTO) е било избрано без търг, процес на подбор или публична покана за заявяване на интерес. Следователно не беше ясно дали са били разгледани други потенциални оператори, което повдига въпроса дали Electrabel е най-ефективният оператор и какви са техническите или икономическите причини, поради които то е било избрано.

(527) В решението за откриване на процедурата Комисията разгледа следните аргументи, за да стигне до заключението, че изборът на Electrabel без търг не би довел до потенциално неправомерно нарушаване на пазарната структура:

а) Electrabel винаги е било единственият оператор на атомни електроцентрали в Белгия и поради тази причина разполага с необходимия опит в експлоатацията на съществуващите белгийски атомни електроцентрали, както и с необходимите лицензи. Следователно не съществува алтернативен оператор, който би бил по-подходящ субект да поеме ролята на оператор на ядрените реактори (вж. съображение 22).

б) В други случаи, свързани с изграждането на нови ядрени реактори (*напр*. Paks II ([173])), бенефициерът на помощта за експлоатацията на централите не е бил избран чрез търг.

в) Подкрепата се предоставя за ограничен период от време (10 години) и тя е насочена само към продължаване на експлоатацията на двете атомни електроцентрали, без нови инвестиции.

(528) В решението за откриване на процедурата Комисията се позова на силната позиция на Engie на белгийския пазар на електроенергия и изрази загриженост за потенциално неправомерно нарушаване на структурата на пазара поради обсъжданата мярка за помощ. Комисията имаше опасения и въпроси в това отношение, по-специално свързани с:

а) модела на CfD,

б) независимостта на партньора по EMSA, определен да продава ядрената електроенергия,

в) потенциалното изместване на алтернативни инвестиции поради мярката.

([173]) Вж. бележка под линия 145.

(529) Първо, както е обяснено по-подробно в раздел 3.3.1.3.2 и оценено в раздел 8.3.3.4.1, Белгия измени модела на CfD, като предостави правомощията за вземане на решения за модулиране на партньора по EMSA, който — благодарение на изменената формула за изчисляване на възнаграждението — е стимулиран да изисква икономическо модулиране, когато пазарните цени са по-ниски, и да не изисква икономическо модулиране, когато пазарните цени са по-високи (за разлика от първоначалния модел на CfD, където имаше стимули за оператора на ядрената централа да поддържа производство през цялото време). Комисията също повдигна въпроса за използването на DAM като MRP във формулата по CfD. Белгия не промени MRP и твърди в това отношение, че използването на дългосрочен продукт в CfD не е толкова подходящо поради намаленото производство по време на фазата на рестартиране на проекта за LTO (когато едновременно с това ще текат работите по LTO) и риска от прекъсвания през целия експлоатационен срок на проекта за LTO, като същевременно ядреният парк ще бъде намален от 7 на 2 ядрени реактора (вж. съображение 98). Белгия има гъвкавост да преразгледа избора си на MRP след 3,5 години (вж. съображение 100). Белгия също потвърждава, че насрещната страна по CfD (BE-WATT) ще разработи стратегия за управление на риска за своята отворена позиция, както е предвидено по закон, и че нейното прилагане ще допринесе за ликвидността на форуърдните пазари на електроенергия (вж. съображение 99).

(530) Второ, Белгия потвърди, че споразумението EMSA ще бъде възложено чрез открита, конкурентна тръжна процедура, за да се избере независим партньор по EMSA, който да продава електроенергията, произведена от блоковете от типа LTO. С организирането на търг се разсейват съмненията на Комисията относно процедурата за възлагане на споразумението EMSA. Що се отнася до опасенията на Комисията относно независимостта на партньора по EMSA, по-специално в случай че няма убедителен резултат от търга и GEMS, търговският субект на Engie, поеме продажбите на електроенергия през първата година или в случай че GEMS бъде избрано за партньор по EMSA чрез търга, Белгия разясни по-подробно допълнителните защитни мерки, които ще бъдат взети в тези случаи (вж. раздел 3.3.1.5.3).

(531) Накрая, както вече беше споменато в решението за откриване на процедурата, Комисията изрази опасения, че проектът за LTO ще остави твърде малко място за други инвестиционни проекти в енергийния сектор. Потенциалните отрицателни последици от проекта за LTO върху инвестициите по-специално в енергия от възобновяеми източници присъстваха и в някои от мненията на трети страни (вж. раздел 6.2.3.1). Комисията счита, че мненията на трети страни не са достатъчно обосновани и че проектът за LTO няма да поеме напълно недостигащите производствени мощности на пазара на електроенергия през периода 2025—2035 г. поради следните причини:

а) В последното си проучване за адекватност на ресурсите (NRAA 2023 г.) Elia спомена, че допълнителната мощност от 2 GW, която ще бъде осигурена чрез блоковете от типа LTO, няма да е достатъчна, за да се посрещне очакваното увеличение на търсенето на електроенергия през следващите 10 години.

б) Чрез белгийския механизъм за осигуряване на капацитет други нови и съществуващи технологии за производство на електроенергия (по-специално производството на топлинна енергия, реакцията на потреблението и съхранението) имат достъп до финансиране за кратък или по-дълъг период от време (договорите по СМ се отпускат за 1, 3, 8 или 15 години). Следователно проектът за LTO няма да повлияе неправомерно на положението на други технологии за производство на електроенергия в Белгия и няма да обезкуражи инвестициите в нови топлоелектрически инсталации, реакция на потреблението и съхранение до 2035 г.

в) Няма данни, че Белгия ще спре да подкрепя развитието на нови производствени мощности от възобновяеми енергийни източници. Например през 2024 г. Комисията одобри плановете на Белгия за развитие на ветроенергийни паркове в Северно море чрез ветроенергийния проект „Принцеса Елизабет“ (вж. бележка под линия 148).

(532) Поради гореспоменатите причини Комисията не разполага с данни, че проектът за LTO ще попречи на нови участници да навлязат на пазара за производство на електроенергия в Белгия и/или ще попречи на други участници да развиват нови производствени мощности. Следователно се очаква въздействието на проекта за LTO върху пазара на дребно също да остане ограничено.

(533) Освен това Комисията отбелязва, че пазарната концентрация на белгийския енергиен пазар леко намалява през последните години (вж. раздел 2.5) и паралелното извеждане от експлоатация на другите ядрени реактори на Engie в Белгия може да доведе до допълнително продължаване на тази тенденция.

(534) Що се отнася до компонент 2, Комисията отбеляза в съображение 372 от решението за откриване на процедурата, че прехвърлянето на пасивите за ядрените отпадъци и отработеното гориво няма да има незабавен ефект за подобряване на конкурентното положение на бенефициерите спрямо техните конкуренти. Първоначално този компонент от мярката ще доведе до необходимост оператора на ядрената централа да заплати по-висока парична сума от натрупаната в баланса към момента. Таксата за корекция на обема, с която се гарантира, че операторът на ядрената централа заплаща допълнителна сума, в случай че бъдат произведени повече ядрени отпадъци от първоначално предвиденото, действа като защитна мярка. Освен това след официалното разследване Комисията стига до заключението — въз основа на допълнителните елементи, предоставени от Белгия, както е обяснено в раздел 3.3.2.3 — че еднократното плащане в размер на 15 милиарда евро ще намали достатъчно риска, поет от белгийската държава с поемането на пасивите за ядрените отпадъци от Electrabel, и следователно е пропорционално. По подобен начин другите подмерки по компонент 2 също бяха счетени за пропорционални (вж. раздел 8.3.3.5.2). Следователно подмерките по компонент 2 нямат потенциални отрицателни последици за конкуренцията и търговията между държавите членки.

(535) Накрая, що се отнася до компонент 3, както е посочено в съображение 373 от решението за откриване на процедурата, клаузите за правна защита, ако и когато са приложими, са само компенсаторни по своята същност. Следователно Комисията счита, че те нямат потенциални отрицателни последици за конкуренцията и търговията между държавите членки.

(536) В заключение, с оглед на промените в модела на CfD, организирането на търг за споразумението EMSA (и промените във възнаграждението на партньора по EMSA) и гаранциите за независимост на партньора по EMSA, липсата на данни, че проектът за LTO ще възпрепятства развитието на други технологии за производство на електроенергия в Белгия, както и пропорционалността на прехвърлените пасиви за ядрени отпадъци и отработено гориво и мерките за правна защита, Комисията счита, че потенциалното неправомерно нарушаване на белгийския пазар ще остане ограничено.

8.3.4. *Съпоставяне на положителните ефекти от помощта с отрицателните ефекти върху конкуренцията и търговията*

(537) След оценката в раздел 8.3.2 от настоящото решение Комисията признава, че мярката има за цел да насърчава инвестициите в ядрената енергетика и следователно да допринася за развитието на икономическа дейност, *а именно* производството на електроенергия от ядрени енергийни източници, като същевременно допринася за сигурността на доставките на електроенергия, и в същото време да намали зависимостта на Белгия от изкопаеми горива (с което да спомогне и за декарбонизацията на енергийната система на Белгия).

(538) Комисията признава, че без помощта, включително и трите компонента, съставляващи мярката, не би могло да се очаква инвестицията да бъде осъществена. Следователно помощта е необходима за развитието на тази икономическа дейност и осигурява стимулиращ ефект.

(539) Комисията установи, че двупосочният CfD, допълнен от другите финансови мерки в подкрепа на финансовата жизнеспособност на JV, споразумението за прехвърляне на пасивите за ядрени отпадъци и отработено гориво, както и мерките за правна защита, са целесъобразни инструменти. В хода на официалното разследване не бяха представени доказателства, че други мерки биха били също толкова ефективни и биха имали по-малки нарушаващи търговията ефекти, по-специално предвид конкретните обстоятелства по случая, който се отнася до удължаване на експлоатационния срок на съществуващи активи за ограничен период от време.

(540) Помощта ще бъде предоставена по пропорционален начин, тъй като бенефициерът няма да задържа допълнителни печалби, надхвърлящи строго необходимото за осигуряване на икономическата експлоатация и жизнеспособност на атомната електроцентрала. С изменения модел на CfD и изменената формула за изчисляване на възнаграждението на партньора по EMSA (чиито параметри подлежат на преглед след 3 години), както и с тавана на MOCP, се гарантира, че блоковете от типа LTO ще произвеждат електроенергия в съответствие с пазарните сигнали, че операторът на ядрената централа и JV имат по-голяма експозиция на пазарен риск, а експозицията на белгийската държава е ограничена.

(541) Редовният преглед на ясно определен набор от входни стойности за финансовия модел, който позволява корекции в посока повишение и намаление, гарантира, че значителната несигурност, която съществува понастоящем по отношение на капиталовите и оперативните разходи, не води до свръхкомпенсация в полза на бенефициерите. С прилагането на (подсилен) механизъм за споделяне на загубите и ползите допълнително се гарантира наличието на стимули за възможно най-ефективно управление на блоковете от типа LTO, като същевременно се споделя тежестта с белгийската държава, в случай че пазарните цени са по-високи или по-ниски от очакваните.

(542) Нормата на възвръщаемост на собствения капитал в диапазона от 6 % до 8 % (с целева стойност от 7 %) се намира в долната граница в сравнение с други подобни проекти и е в съответствие с цената на собствения капитал и следователно се счита за пропорционална. Това важи с особена сила предвид обстоятелствата по проекта за LTO, който се отнася до удължаване на експлоатационния срок на съществуващи активи, работещи въз основа на остаряла технология, за ограничен период от 10 години.

(543) Комисията отбелязва също, че нито Electrabel, нито BE-NUC ще контролират продажбите на електроенергия, генерирана от блоковете от типа LTO, а независим партньор по EMSA ще продава цялата електроенергия на пазара. Това ще допринесе, за да се гарантира, че няма да бъде засилена пазарната позиция на Engie на белгийския пазар.

(544) Освен това Комисията не разполага с данни, че проектът за LTO ще попречи на нови участници да навлязат на пазара за производство на електроенергия в Белгия и/или ще попречи на други участници да развиват нови производствени мощности, и стига до заключението, че като цяло потенциалното неправомерно нарушаване на конкуренцията е ограничено въз основа на съображенията в раздел 8.3.3.

(545) След цялостно балансиране и като взема предвид предложените ангажименти, Комисията стигна до заключението, че случаите на неправомерно нарушаване на конкуренцията в резултат на мярката са сведени до необходимия минимум и се компенсират от положителните въздействия на мерките.

8.3.5. *Заключение относно съвместимостта на помощта*

(546) Въз основа на оценката, извършена в настоящето решение, и с оглед на конкретните обстоятелства на настоящия случай, а именно че той се отнася до удължаването на експлоатационния срок на съществуващи ядрени реактори, работещи въз основа на остаряла технология с ограничена гъвкавост, за ограничен период от 10 години, Комисията счита, че пакетът от мерки, за които белгийските органи са подали уведомление и които впоследствие са изменили, включително възможностите за преглед и предоставените ангажименти, е съвместим с вътрешния пазар съгласно член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС.

9. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

(547) Мярката, както е изменена, е съвместима с вътрешния пазар съгласно член 107, параграф 3, буква в) от ДФЕС.

(548) Комисията отбелязва, че споразумението за изпълнение и придружаващите го документи са предоставени за оценка, заедно с условията на EMSA и финансовия модел при подписване. Белгия се ангажира, че споразуменията, за които все още не са определени окончателни условия (*напр*. условията на ASA, акционерните заеми, заемите за SDC, WCF), ще съдържат стандартни клаузи, които всеки инвеститор би търсил при подобен проект, и че условията ще бъдат определени при условия на сделка между несвързани страни. В случай че окончателните условия на тези споразумения доведат до изменение на мярката, за която е постъпило уведомление, както е представена в настоящото решение, Белгия се ангажира да уведоми Комисията за тях.

ПРИЕ НАСТОЯЩОТО РЕШЕНИЕ:

Член 1

Мярката, която Белгия планира да приложи в подкрепа на удължаването на експлоатационния срок на два ядрени реактора в Белгия, а именно Doel 4 и Tihange 3, е съвместима с вътрешния пазар.

Следователно привеждането в действие на мярката се разрешава.

Член 2

Адресат на настоящото решение е Кралство Белгия.

Съставено в Брюксел на 21 февруари 2025 година.

За Комисията
Teresa RIBERA
Изпълнителен заместник-председател