2025/2370

16.12.2025

DECISIONE (UE) 2025/2370 DELLA COMMISSIONE

del 21 febbraio 2025

relativa alla misura di aiuto di Stato SA.106107 (2024/N) cui il Belgio intende dare esecuzione per l'estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari (Doel 4 e Tihange 3)

[notificata con il numero C(2025) 1070]

(Il testo in lingua inglese è il solo facente fede)

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

visto il trattato sul funzionamento dell'Unione europea, in particolare l'articolo 108, paragrafo 2, primo comma,

visto l'accordo sullo Spazio economico europeo, in particolare l'articolo 62, paragrafo 1, lettera a),

dopo aver invitato gli interessati a presentare osservazioni conformemente a detti articoli ([1]) e viste le osservazioni trasmesse,

considerando quanto segue:

1. PROCEDURA

(1) Con lettera del 21 giugno 2024 il Belgio ha notificato alla Commissione la misura a sostegno dell'estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari [Doel 4 («D4») e Tihange 3 («T3»)] in Belgio, congiuntamente le unità di funzionamento a lungo termine («LTO»). Con lettere del 9 e 10 luglio 2024, ha fornito ulteriori informazioni alla Commissione, a seguito della richiesta della stessa del 4 luglio 2024.

(2) Con lettera del 22 luglio 2024, la Commissione ha informato il Belgio della propria decisione di avviare la procedura di cui all'articolo 108, paragrafo 2, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (in appresso «TFUE») in relazione alla misura in oggetto (la «decisione di avvio»).

(3) Il 22 agosto 2024 il Belgio ha presentato le sue osservazioni sulla decisione di avvio.

(4) La decisione della Commissione di avviare il procedimento è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* ([2]). La Commissione ha invitato le parti interessate a presentare osservazioni.

(5) La Commissione ha ricevuto osservazioni dalle parti interessate. Tali osservazioni sono state trasmesse al Belgio il quale ha avuto la possibilità di commentarle; le osservazioni del Belgio sono pervenute con lettera del 30 ottobre 2024.

(6) Il Belgio ha fornito ulteriori informazioni il 2 settembre 2024, il 23, 27 e 30 ottobre 2024, l'8, 14, 18, 22, 25, 27 e 30 novembre 2024, il 2, 4, 5, 12, 13, 17 e 20 dicembre 2024, il 7, 9, 17, 18, 20, 27, 29, 30 e 31 gennaio 2025, il 1º febbraio 2025 ([3]).

(7) Con lettera del 24 ottobre 2024 il Belgio ha convenuto in via eccezionale di rinunciare ai diritti conferiti ai sensi dell'articolo 342 TFUE, in combinato disposto con l'articolo 3 del regolamento n. 1/1958 ([4]) e di acconsentire all'adozione e alla notifica in inglese della presente decisione.

([1]) Aiuti di Stato — Belgio — Aiuto di Stato SA.106107 (2024/N) — Prolungamento del ciclo di vita di due reattori nucleari (Doel 4 e Tihange 3) — Invito a presentare osservazioni a norma dell'articolo 108, paragrafo 2, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea (GU C, C/2024/4921, 8.8.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/4921/oj).
([2]) Cfr. nota 1.
([3]) Alcuni contributi tecnici, finanziari, economici od operativi sono stati preparati sulla base delle informazioni fornite da Electrabel.
([4]) Regolamento n. 1 che stabilisce il regime linguistico della Comunità economica europea (GU 17 del 6.10.1958, pag. 385, ELI: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/1958/1(1)/oj).

2. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DEL CONTESTO

2.1. Il parco nucleare del Belgio

(8) Fino al 2022 il parco nucleare belga era costituito da sette reattori nucleari, quattro situati nelle Fiandre (Doel) e tre in Vallonia (Tihange). Tutti i reattori sono entrati in funzione tra il 1975 e il 1985 ([5]) e sono stati costruiti da imprese di servizi pubblici (Ebes, Intercom e Unerg), le quali si sono da ultimo fuse dando vita a Electrabel SA (posseduta a maggioranza da Tractebel) nel 1990 (di seguito «Electrabel»). Nel 1996 la Société Générale de Belgique («SGB») è divenuta azionista di maggioranza di Tractebel e, nel 1999, Suez ha acquisito quasi il 100 % della SGB. A seguito della fusione tra Suez e Gaz de France («GDF») nel 2008, il titolare effettivo in ultima istanza di Electrabel è diventato Engie S.A. (di seguito «Engie»).

(9) Electrabel, controllata al 100 % di Engie, è l'operatore nucleare e proprietario di maggioranza dei sette reattori nucleari del Belgio dalla loro messa in funzione. Oggi la proprietà dei reattori nucleari del Belgio è ripartita come segue:

— Electrabel possiede il 100 % di Doel 1 e Doel 2, l'89,807 % di Doel 3, Doel 4, Tihange 2 e Tihange 3 e il 50 % di Tihange 1;

— Luminus, controllata di EDF Belgium, detiene il 10,193 % di Tihange 2, Tihange 3, Doel 3 e Doel 4;

— EDF Belgium ([6]) detiene il restante 50 % di Tihange 1.

(10) Per quanto riguarda le capacità delle unità LTO (cfr. tabella 2),

— Doel 4 registra attualmente una capacità nominale di 1 038 MW nel 2022 (1 026 MW nel 2023) e ha generato 8,940 TWh di energia elettrica nel 2022 ([7]), pari a circa l'11 % della domanda totale di energia elettrica in Belgio nel 2022 (82,9 TWh ([8])).

— Tihange 3 registra attualmente una capacità nominale di 1 038 MW nel 2022 (1 030 MW nel 2023) e ha generato 7,366 TWh di energia elettrica nel 2022 ([9]), pari a circa il 9 % della domanda totale di energia elettrica in Belgio nel 2022 (82,9 Twh ([10])).

(11) Il Belgio spiega che tutti i reattori nucleari belgi, comprese le unità LTO, sono stati progettati e utilizzati come unità di carico di base sulla base della tecnologia dei reattori ad acqua pressurizzata («PWR»). Il progetto risale agli anni '70 ed è caratteristico delle unità di carico di base, come i reattori nucleari più datati in tutto il mondo. Tali unità sono comunemente utilizzate alla capacità nominale massima ogniqualvolta siano in attività, contrariamente alle tecnologie più recenti (generazione III) in grado di funzionare in modo flessibile, di variare la produzione di energia elettrica nel tempo («rampa» o «inseguimento del carico»), regolare la frequenza e fornire riserve di esercizio ([11]). Nel funzionamento in modalità carico di base, la produzione è di solito ridotta o interrotta solo quando necessario ai fini del rifornimento programmato e/o della manutenzione periodica, della manutenzione urgente non programmata per correggere problemi connessi alle attrezzature dell'impianto o per vincoli di progettazione e/o di sicurezza imprevisti. Pertanto la riduzione della produzione di energia elettrica è determinata piuttosto dalle esigenze dell'operatore nucleare o del gestore del sistema di trasmissione («TSO»), anziché dai segnali del mercato.

([5]) Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 nel 1975; Doel 3 e Tihange 2 rispettivamente nel 1982 e nel 1983; Doel 4 e Tihange 3 nel 1985.
([6]) EDF Belgium e Luminus costituiscono entità giuridiche distinte. Entrambe fanno parte del gruppo EDF. EDF Belgium è azionista al 68,6 % di Luminus. Gli altri azionisti di Luminus sono Ethias, Publilec, Socofe e Nethys.
([7]) Fonte: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([8]) Fonte: studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità per il Belgio (2024-2034) del gruppo Elia-Issuu (pag. 42).
([9]) Fonte: World Nuclear Association (https://www.world-nuclear.org/country/default.aspx/Belgium).
([10]) Fonte: studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità per il Belgio (2024-2034) del gruppo Elia-Issuu (pag. 42).
([11]) Fonte: Jenkins, J.D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R.B., Ganda, F., de Sisternes, F., Botterud, A., «The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy», *Applied Energy*, volume 222, 2018, pagg. 872-884.

(12) Il Belgio chiarisce che i reattori nucleari belgi sono soggetti, per loro progettazione, a vincoli tecnici che limitano fortemente le possibilità di modulazione della produzione, che per un lungo periodo era soggetta alla regolamentazione delle reti. Ciò è dovuto al fatto che i reattori nucleari belgi sono dotati esclusivamente di barre di controllo del reattore nere, che limitano fortemente la capacità di modulazione, contrariamente a quelle grigie ([12]). Per contro, ad esempio, alcuni degli ultimi reattori nucleari francesi sono dotati di barre di controllo sia nere che grigie, che fanno sì che essi siano progettati e costruiti per eseguire modulazioni e inseguimento del carico. In ragione della progettazione dei reattori nucleari belgi basata su barre di controllo nere, fino a poco tempo fa la modulazione per motivi economici è stata vietata dall'Agenzia belga per la sicurezza nucleare («AFCN/FANC») ([13]). La modulazione era accettabile solo per motivi tecnici o su richiesta del gestore del sistema di trasmissione belga (Elia), al fine di evitare un blackout ([14]).

(13) Tuttavia il Belgio sostiene che, in risposta all'evoluzione generale dei mercati dell'energia elettrica e alla necessità di introdurre flessibilità nel loro funzionamento, sono stati effettuati studi relativi all'autorizzazione della modulazione in determinati casi per motivi economici («modulazione economica»). Nel 2015 Engie, Electrabel e le autorità di regolamentazione belghe hanno avviato studi sulla sicurezza ([15]) per analizzare quali condizioni debbano essere soddisfatte per consentire alcune modulazioni per motivi economici, esaminando, tra l'altro, l'impatto di dette modulazioni sul combustibile nucleare. Lo studio ha concluso che per Tihange 3 e Doel 4 potrebbero essere accettabili un massimo di 30 modulazioni economiche per ciclo del combustibile, a condizione che siano rispettate alcune condizioni tecniche, legate principalmente al riscaldamento e al raffreddamento dell'elemento di combustibile:

— velocità di aumento e diminuzione della fornitura limitata all'1 %/min;

— potenza minima al 50 % della potenza nominale ([16]);

— minimo due ore (tre ore in caso di modulazione nel mercato infragiornaliero) e massimo 72 ore per una modulazione; e

— almeno 72 ore intercorse tra due modulazioni sullo stesso reattore, ai fini della stabilizzazione.

(14) Inoltre non sarebbero possibili modulazioni in determinati periodi ([17]), quali:

a) al termine di un ciclo del combustibile, negli ultimi due mesi, quando la concentrazione di boro nel circuito primario è bassa (concentrazione di acido borico inferiore a 200 ppm); e

b) quando l'operatore del reattore chiede di non effettuare la modulazione per evitare un transitorio in una situazione specifica (ad esempio, prove mensili di flusso di neutroni, potenziale perdita delle valvole, ispezione dell'edificio del reattore, ecc.) o a causa di problemi tecnici.

([12]) Le barre di controllo del reattore «nere» (realizzate in carburo di boro) assorbono tutti i neutroni incidenti. Sono progettate per spegnere il reattore e possono quindi creare un gradiente termico e uno stress forti negli elementi del combustibile, durante una modulazione. Le barre di controllo «grigie» (realizzate in argento-indio-cadmio) assorbono solo una parte dei neutroni incidenti e sono progettate affinché il reattore possa garantire una produzione di energia elettrica flessibile, in quanto provocano depressioni molto più ridotte nel flusso di neutroni e nella distribuzione di energia in prossimità delle barre e non presentano quindi gli stessi problemi di surriscaldamento del combustibile.

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

([14]) Tali richieste di modulazione da parte di Elia possono essere suddivise in due categorie a seconda della criticità della situazione: «fase di allerta»: Elia fa richiesta della modulazione comunicando un avvertimento con una settimana di anticipo, in quanto prevede una situazione critica sulla rete; «fase di emergenza»: Elia fa richiesta della modulazione direttamente alla sala di controllo delle unità nucleari al fine di alleggerire immediatamente la rete.

([15]) Fonte: Flachet, F., Zhang, J., Van Parys, R., Vantroyen, D., Schneidesch, C., «Core and fuel feasibility study for improved flexibility on the Belgian Nuclear Power Plants», *Proceedings of WRFPM*, 2014, documento n°100136, Sendai, Giappone, 14-17 settembre.

([16]) In pratica, solitamente, per le modulazioni economiche richieste dai gestori degli impianti, è fornita una capacità fino a 400 MW, anziché di 500 MW (50 % della potenza nominale), il che richiede un maggior numero di operazioni manuali e aumenta quindi il rischio di arresto automatico.

([17]) Cfr. *Operational procedure, Fleet procedure nuclear modulation*, ZST.10010883175.000_06, allegato Q1, sezioni 3.1 e 3.2, pagg. 4-6.

(15) A seguito di tali studi, l'AFNC/FANC ha autorizzato l'operatore a eseguire fino a 30 modulazioni per ciclo ([18]), il che corrisponde al numero massimo di modulazioni che possono essere eseguite entro i limiti dell'attuale licenza di esercizio. Alla luce di tali vincoli, Engie ha sottolineato che l'operatore valuta attentamente ciascuna decisione di modulazione, in quanto essa comporta molteplici rischi (ad esempio, produzione di effluenti liquidi a causa della modulazione, invecchiamento più rapido degli impianti, rischio di arresto automatico, potenziale danno che renderebbe impossibile riavviare il reattore, ecc.) ampiamente documentati dalla letteratura accademica ([19]).

(16) Secondo il Belgio (sulla base dei contributi di Electrabel), allo stato attuale delle conoscenze non sono disponibili soluzioni tecnologiche per aumentare la flessibilità a un costo ragionevole ed entro un lasso di tempo ragionevole. L'adeguamento tecnico necessario per trasformare un reattore a carico di base in un impianto a inseguimento del carico e per consentire una maggiore flessibilità richiederebbe un'intera modifica progettuale, e in particolare la sostituzione della copertura del contenitore in pressione del reattore, un'operazione molto lunga e complessa. Inoltre ciò richiederebbe nuovi studi relativi alle relazioni di analisi della sicurezza (SAR) e una modifica significativa della licenza di esercizio, che dovrebbe essere rilasciata dalle autorità belghe per la sicurezza nucleare.

(17) Inoltre il Belgio (sulla base del contributo di Electrabel) spiega che la flessibilità dei reattori è limitata anche dalla specificità del loro carburante e dalla gestione delle interruzioni:

a) il carburante è regolato per una durata del ciclo specifica e per un certo numero di modulazioni possibili. Una maggiore flessibilità dei reattori richiederebbe una modifica dell'arricchimento del combustibile, il che non è possibile in quanto quest'ultimo è già stato ordinato per l'intera durata del progetto. Se le unità LTO fossero «adeguate» per aumentare il numero di modulazioni disponibili, il carburante dovrebbe essere nuovamente ordinato, il che sarebbe irragionevolmente costoso;

b) l'operatore nucleare, vincolato dall'AFNC/FANC ([20]) da un punto di vista tecnico e giuridico, dispone di un margine di manovra molto limitato per pianificare le interruzioni dovute a manutenzione, lavori e rifornimento. Le interruzioni programmate sono molto complesse da attuare e devono essere preparate con mesi o addirittura anni di anticipo. Ai sensi del REMIT ([21]), l'operatore di mercato deve comunicare al pubblico in tempo utile le date delle interruzioni (ad esempio attraverso la piattaforma per i messaggi urgenti relativi al mercato NordPool ([22])), generalmente in pratica con tre anni di anticipo. Inoltre le date delle interruzioni difficilmente possono essere modificate una volta annunciate (considerando i vincoli operativi quali la disponibilità di parti e contraenti) e tali modifiche possono essere contestate dal gestore del sistema di trasmissione che, qualora ritenga che la deviazione comporta una perturbazione della rete, può chiedere una compensazione all'operatore nucleare. In ogni caso, le date delle interruzioni non possono essere modificate dopo metà luglio dell'anno precedente senza la previa approvazione del gestore del sistema di trasmissione;

c) sul piano operativo, le unità LTO funzioneranno con cicli del combustibile di 12 mesi (invece degli attuali cicli del combustibile di 18 mesi). Tale decisione è presa sulla base di un equilibrio economico:

— in primo luogo, per massimizzare il periodo di produzione delle unità LTO durante i prossimi inverni, quando la domanda di energia elettrica (così come i prezzi) raggiunge il suo livello più elevato e la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili si attesta a un valore inferiore. È stato pertanto convenuto che le unità LTO avrebbero funzionato su un ciclo del combustibile di 12 mesi, in modo che le interruzioni periodiche dovute al rifornimento potessero essere sincronizzate e fissate ogni anno durante l'estate.

([18]) Il Belgio ha fornito le autorizzazioni del direttore generale di BelV, un'organizzazione controllata dell'AFNC/FANC, all'esecuzione di un massimo di 30 modulazioni economiche per ciclo:
per Doel 4, cfr. BelV, 3078/2739/POI.851, «Kerncentrale Doel — Eenheid Doel 4 — Gedeeltelijke keuring voor ontvangst van wijziging aan de vergunde installaties», 26 luglio 2017.
Per Tihange 3, cfr. BelV, 2018-0330, «Approbation MNI O3/14/03, Modulations de puissance étendues», 28 agosto 2018.

([19]) Cfr., ad esempio, i) SFEN/RGN, «9. Parc nucléaire: la manoeuvrabilité au détriment de la performance?», 25 luglio 2023; ii) Cany, C., Mansilla, C., Mathonnière, G., da Costa, P., «Nuclear power supply: Going against the misconceptions. Evidence of nuclear flexibility from the French experience», *Energy*, volume 151, 2018, pagg. 289-296; iii) Alexey Lokhov, «Suivi de charge dans les centrales nucléaires», *AEN Infos*, 2011, n°29.2.

([20]) Cfr. nota 18.

([21]) Articolo 2, paragrafo 1, lettera b), del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (GU L 326 dell'8.12.2011, pag. 1).

([22]) Tutti i futuri messaggi urgenti relativi al mercato di Tihange 3 e Doel 4 sono disponibili al link che segue: https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=custom&eventDateStart=2024-01-01&eventDateStop=2124-08-01&units=22WTIHANG000242R&units=22WDOELX40000793.

— In secondo luogo, per tenere conto dei segnali di mercato a medio e lungo termine, è prassi comune nel settore nucleare programmare le interruzioni nei mesi in cui i prezzi sono più bassi. Pertanto, sin dall'inizio, la pianificazione complessiva delle interruzioni presso Doel 4 e Tihange 3 è stata ottimizzata al fine di limitare il più possibile l'impatto sul prezzo di mercato, grazie al passaggio da un ciclo del combustibile di 18 mesi a uno di 12 mesi (come spiegato al punto precedente).

2.2. Eliminazione graduale del nucleare in Belgio

(18) Come descritto nella sezione 2.1 della decisione di avvio, nel 2003 il parlamento federale belga ha adottato una legge che vietava la costruzione di nuove unità nucleari destinate alla produzione industriale di energia elettrica mediante fissione nucleare in Belgio e che limitava il funzionamento dei reattori già esistenti a 40 anni, disponendo in tal modo la graduale eliminazione del nucleare tra il 2015 e il 2025 («legge del 2003» o «legge sull'eliminazione graduale del nucleare») ([23]). Come inizialmente previsto dalla legge sull'eliminazione graduale del nucleare, Doel 3 e Tihange 2 sono stati definitivamente scollegati dalla rete rispettivamente il 23 settembre 2022 e il 31 gennaio 2023. Con le leggi del 18 dicembre 2013 e del 28 giugno 2015 ([24]), tale normativa è stata modificata e il ciclo di vita dei tre reattori più vecchi, Tihange 1, Doel 1 e Doel 2, è stato prolungato di 10 anni, rispettivamente fino al 30 settembre 2025, al 14 febbraio 2025 e al 30 novembre 2025 (estensione di 10 anni) ([25]).

(19) Secondo la legge sull'eliminazione graduale del nucleare, Doel 4 e Tihange 3 avrebbero dovuto chiudere entro il 2025. Di conseguenza, dal 2020, gli obiettivi strategici di Engie in materia di attività nucleari consistevano nel i) ritiro dalle attività di produzione di energia nucleare in Belgio per ridurre il rischio dell'esposizione del paese in quanto operatore nucleare alla volatilità dei prezzi di mercato; e nella ii) rimozione della produzione di energia nucleare dalle principali attività di Engie. Dal 2020 tale ritiro ha determinato l'interruzione di tutti gli studi relativi all'ampliamento delle centrali nucleari (tutte situate in Belgio). La comunicazione finanziaria di Engie dal 2020 è in linea con l'obiettivo strategico del ritiro ed è stata presa in considerazione nei principi contabili utilizzati per preparare il bilancio consolidato, in particolare nelle verifiche per riduzione di valore ([26]).

(20) La tabella 1 presenta una panoramica dei sette reattori nucleari belgi, compresi lo stato di proprietà, la capacità netta e le date di disattivazione iniziali conformemente alla legge sull'eliminazione graduale del nucleare e successive revisioni.

Tabella 1

Panoramica delle centrali nucleari in Belgio

Reattore nucleare	Proprietà	Capacità netta (MWe) nel 2023	Data di disattivazione (legge sull'eliminazione graduale del nucleare)	Data di disattivazione (riveduta)
Doel 1	Electrabel (100 %)	445	15 febbraio 2015	14 febbraio 2025
Doel 2	Electrabel (100 %)	433	1º dicembre 2015	30 novembre 2025

([23]) Cfr. *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*, 31 gennaio 2003. Secondo la legge sull'eliminazione graduale del nucleare, le date di chiusura delle centrali nucleari in Belgio sarebbero state il 15 febbraio 2015 (Doel 1), il 1º dicembre 2015 (Doel 2), il 1º ottobre 2022 (Doel 3), il 1º luglio 2025 (Doel 4), il 1º ottobre 2015 (Tihange 1), il 1º febbraio 2023 (Tihange 2) e il 1º settembre 2025 (Tihange 3).

([24]) Il 5 marzo 2020 la Corte costituzionale ha annullato la legge del 28 giugno 2015 (causa 34/2020) [a seguito di una pronuncia pregiudiziale della Corte di giustizia dell'Unione europea (causa C-411/17)], in quanto gli obblighi relativi alla valutazione dell'impatto ambientale non sono stati rispettati, pur mantenendo gli effetti della legge fino al 31 dicembre 2022. L'11 ottobre 2022, a seguito di una valutazione dell'impatto ambientale, è stata approvata una «legge di riparazione» che modifica le date di disattivazione. La legge di riparazione ha rinviato al 2025 la disattivazione di Doel 1, Doel 2 e Tihange 1.

([25]) Cfr. decisione della Commissione del 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgio, Estensione del ciclo di vita delle centrali nucleari Tihange 1, Doel 1 e Doel 2 (GU C 142 del 5.5.2017, pag. 1).

([26]) Cfr. gli elementi di prova di cui alle note 7 e 8 della decisione di avvio.

Reattore nucleare	Proprietà	Capacità netta (MWe) nel 2023	Data di disattivazione (legge sull'eliminazione graduale del nucleare)	Data di disattivazione (riveduta)
Doel 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 006	1º ottobre 2022	*Disattivazione il 23 settembre 2022*
Doel 4	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 026	1º luglio 2025	31 ottobre 2035 (*)
Tihange 1	Electrabel (50 %) EDF Belgium (50 %)	962	1º ottobre 2015	30 settembre 2025
Tihange 2	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 008	1º febbraio 2023	*Disattivazione il 31 gennaio 2023*
Tihange 3	Electrabel (89,807 %) Luminus (10,193 %)	1 030	1 settembre 2025	31 ottobre 2035 (*)

Fonte: *autorità belghe — Si fa riferimento alla pagina del sito web del Servizio pubblico federale («SPF») per l'economia sulla produzione di energia nucleare in Belgio, consultato da ultimo il 18 giugno 2024: Parc de production de centrales nucléaires en Belgique | SPF Economie. Come indicato,* Doel 3 *e* Tihange 2 *sono stati disattivati. La relazione che segue comprende la loro precedente capacità netta: Agenzia internazionale per l'energia atomica, Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States, AIEA, Vienna, 2022 (accessibile dal sito web del Servizio pubblico federale per l'economia).*

(*) Data di disattivazione riveduta, quando i reattori nucleari saranno operativi il 1º novembre 2025; l'ultima data possibile per la disattivazione è il 31 dicembre 2037.

2.3. Decisione del Belgio di non eliminare l'energia nucleare

(21) Il 18 marzo 2022 il governo federale belga (in appresso anche «governo belga») ha deciso di rivalutare l'eliminazione graduale del nucleare, consentendo l'estensione del ciclo di vita [funzionamento a lungo termine («LTO»)] dei due reattori nucleari più recenti, Doel 4 e Tihange 3, per un periodo di 10 anni («progetto LTO»). La decisione del Belgio è stata presa nel contesto della risposta europea alla guerra russa contro l'Ucraina (e in virtù della necessità degli Stati membri dell'UE di ridurre il consumo di gas e la dipendenza dal gas) e della conseguente crisi del gas, nonché delle preoccupazioni già esistenti in merito alla sicurezza dell'approvvigionamento in Belgio (cfr. anche la sezione 2.4 di seguito), date le crescenti esigenze di elettrificazione (per consentire la transizione energetica) e la scarsa disponibilità della parco nucleare francese nel periodo 2021-2022 (per via di problemi imprevisti di corrosione e dell'ampia manutenzione volta a prolungarne il ciclo di vita) ([27]).

(22) Successivamente, nel 2022, il governo belga ha avviato negoziati con l'operatore nucleare belga Electrabel in merito all'attuazione dell'estensione del ciclo di vita. I motivi della mancata organizzazione di una gara d'appalto, forniti dal Belgio e sui quali la Commissione non ha sollevato dubbi nella decisione di avvio, sono menzionati al considerando 38 di detta decisione e comprendono:

a) il possesso del know-how e delle autorizzazioni necessari: l'accesso alla capacità di produzione nucleare richiede un know-how speciale, anche specifico per paese, che non è disponibile per tutti i soggetti attivi nel mercato, come riconosciuto in precedenza dalla Commissione, in particolare per quanto riguarda Electrabel (cfr. nota 30 nella decisione di avvio) e gli operatori nucleari in generale (cfr. nota 31 della decisione di avvio); il know-how, la proprietà intellettuale e le autorizzazioni relative agli impianti nucleari in Belgio sono unici e solo Electrabel ne è attualmente in possesso;

([27]) Cfr. decisione della Commissione del 29.9.2023, SA.104336 (2023/N), Belgio, Modifiche al meccanismo di capacità (GU C, C/2023/265, 18.10.2023, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2023/265/oj).

b) le tempistiche: il lasso di tempo che intercorre tra la decisione del governo belga sul progetto LTO e la data prevista per il riavvio delle unità LTO è molto breve, e un riavvio entro settembre (per Tihange 3) e novembre (per Doel 4) 2025 richiede l'esecuzione di alcuni lavori preparatori e studi di fattibilità [«attività di sviluppo» (cfr. nota 32 della decisione di avvio)] prima dell'inizio effettivo dei lavori. Electrabel, nel suo ruolo di unico operatore nucleare in Belgio, era l'unica impresa che disponeva delle conoscenze, delle risorse e degli strumenti unici per svolgere tali attività in modo rapido ed efficace. Pertanto nessun altro operatore diverso da Electrabel avrebbe potuto essere selezionato mediante una procedura di gara e l'avvio di tale procedura per selezionare l'operatore delle unità LTO non avrebbe portato a un risultato rilevante, date le specificità e i vincoli del progetto LTO.

(23) Engie, la società madre di Electrabel, inizialmente esitava ad avviare negoziati con il Belgio in merito al progetto LTO, sostenendo che la tecnologia nucleare era diventata troppo costosa e troppo rischiosa e affermando la propria intenzione di interrompere le attività nucleari in Belgio dopo il 2025 (cfr. considerando 19). Pertanto lo Stato belga ha concordato con Engie di istituire un meccanismo per condividere, in modo equilibrato e trasparente, i rischi e i benefici in relazione all'estensione del ciclo di vita dei due reattori. Secondo il Belgio, Engie ha chiarito fin dall'inizio che, in assenza di un meccanismo di ripartizione dei rischi e di un accordo sui rifiuti nucleari derivanti dal funzionamento delle sette centrali nucleari in Belgio, non avrebbe preso in considerazione l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari; ciò pone la società nella posizione di dover modificare sostanzialmente la propria strategia aziendale ed esposizione al rischio ([28]).

(24) Il processo negoziale è stato descritto in dettaglio nella sezione 3.1 della decisione di avvio e ha portato alla conclusione di un accordo di attuazione il 13 dicembre 2023, al fine di riavviare l'attività delle unità LTO prima dell'inverno 2025-2026. Come indicato al considerando 36 della decisione di avvio, l'accordo di attuazione è costituito da tre componenti principali, che hanno tutte il medesimo scopo di sostenere l'esecuzione del progetto LTO:

a) «componente 1»: l'insieme delle sottomisure relative agli accordi in materia di remunerazione e finanziari che consentono entrate stabili per i due reattori nucleari, nonché le modifiche della struttura azionaria attraverso la creazione di BE-NUC (cfr. sezione 3.3.1);

b) «componente 2»: l'insieme delle sottomisure relative alla disattivazione delle centrali nucleari, allo stoccaggio a lungo termine e allo smaltimento finale dei rifiuti nucleari e del combustibile esaurito trasferiti (compresa la modifica del pacchetto di garanzia per monitorare la situazione finanziaria dell'operatore nucleare rispetto al profilo di rischio modificato per via del massimale concordato) (cfr. sezione 3.3.2);

c) «componente 3»: gli accordi sulla ripartizione dei rischi e sull'indennizzo in caso di modifiche legislative (cfr. sezione 3.3.3).

(25) L'accordo di attuazione è stato modificato due volte nel corso del 2024 ([29]). Il suo contenuto è descritto più dettagliatamente nella sezione 3.

(26) Di seguito sono elencate alcune tappe fondamentali del progetto LTO:

a) dopo la conclusione dell'accordo, saranno effettuati ulteriori preparativi per riavviare la produzione al più tardi il 1º settembre (per Tihange 3) e il 1º novembre (per Doel 4) 2025;

b) il periodo che intercorre tra la data originaria di disattivazione dei reattori (come stabilito nella legge sull'eliminazione graduale del nucleare del 2003, ossia il 1º luglio 2025 per Doel 4 e il 1º settembre 2025 per Tihange 3, cfr. tabella 1) e la data di riavvio della produzione sarà utilizzato per preparare le unità LTO al riavvio ed è denominato «periodo di arresto»;

([28]) Cfr. gli elementi di prova di cui alla nota 10 della decisione di avvio.

([29]) Il 10 maggio 2024, un primo accordo di modifica riguardava i temi che seguono: modifica di alcuni termini della richiesta di proposte dell'esperto di valutazione, rinvio della data di chiusura obiettivo, alcune conferme, modifiche tecniche, correzione di un errore nell'SPA (accordo di acquisto di azioni) II, tempo supplementare per la conclusione dell'ASA e dell'EMSA. Il 15 luglio 2024 un secondo accordo di modifica riguardava i temi che seguono: rinvio della data limite di scadenza al 21 febbraio 2025, accordo sulle condizioni della procedura di gara dell'EMSA, alcune conferme, modifica tecnica dell'SPA I.

c) il periodo di tre anni da settembre 2025 al 31 dicembre 2028 («data di adeguamento» ([30])) rappresenta la «fase di riavvio» e sarà utilizzato per rendere le unità LTO conformi ai requisiti dell'autorità belga per la sicurezza nucleare.

d) a partire dal 1º gennaio 2029, le unità LTO dovrebbero funzionare a piena capacità fino al 1º novembre 2035 durante la «fase di funzionamento».

(27) Di conseguenza, la produzione di energia elettrica nel periodo 2026-2028 sarà relativamente bassa a causa delle interruzioni programmate più frequenti dei due reattori durante la fase di riavvio («interruzioni programmate LTO ([31])»). Si prevede che l'indisponibilità delle unità LTO durante le interruzioni programmate sarà di 24 settimane all'anno, nei primi tre anni successivi alla data di riavvio delle unità LTO.

(28) Oltre alle interruzioni programmate LTO, si prevede un'interruzione normale annua delle centrali nucleari («interruzioni programmate non LTO ([32])») per l'intero periodo di estensione del ciclo di vita (ossia durante la fase di riavvio e la fase di funzionamento), fino a un anno prima del termine delle attività per Doel 4 e fino all'ultimo anno di attività per Tihange 3. Ciascuna interruzione programmata non LTO dovrebbe durare sei settimane. Di conseguenza, durante i primi tre anni successivi al riavvio delle unità LTO, i due reattori nucleari dovrebbero essere chiusi per 30 settimane all'anno.

(29) Oltre alle interruzioni programmate (LTO e non LTO), possono verificarsi problemi imprevisti che richiedono un'ulteriore arresto delle unità LTO. Nel modello finanziario di sottoscrizione alla base dell'accordo di remunerazione («RA») ([33]) è stato ipotizzato un tasso di interruzione forzata («FOR») del 10 %. Ciò implica che sia Doel 4 che Tihange 3 hanno un tasso di disponibilità obiettivo del 90 % su 10 anni, se non si considerano le interruzioni programmate LTO e non LTO.

(30) Se si considerano tutte le interruzioni programmate e non, Doel 4 e Tihange 3 hanno un tasso di disponibilità obiettivo pari a circa il 68,4 % e il 67,4 % rispettivamente.

(31) La capacità nominale di produzione di energia elettrica, la produzione annua di energia elettrica e la quota della domanda nazionale di energia elettrica in Belgio per Doel 4 e Tihange 3, prima e dopo l'estensione del ciclo di vita, sono state sintetizzate nella tabella 2. Come si evince chiaramente dalla tabella 2, la produzione annua stimata di energia elettrica delle unità LTO dovrebbe raddoppiare dopo la fase di riavvio.

Tabella 2

Caratteristiche principali di Doel 4 e Tihange 3 (pre-LTO e post-LTO)

	Doel 4	Tihange 3
Prima dell'estensione del ciclo di vita		
Capacità nominale (*cifre del 2022*)	1 038 MWe	1 038 MWe
Produzione annua di energia elettrica (*cifre del 2022*)	8 940 GWh	7 366 GWh
Quota della domanda belga di energia elettrica (*cifre del 2022*)	11 %	9 %

([30]) L'«adeguamento» è un processo utilizzato per garantire la precisione e il bilanciamento di tutti i conti e i registri. Esso consiste nel confrontare le cifre stimate o iniziali con le cifre effettive e definitive e nell'apportare i necessari adeguamenti.

([31]) «Interruzioni programmate LTO»: le interruzioni programmate necessarie a rendere le unità LTO conformi ai requisiti dell'autorità per la sicurezza.

([32]) Le «interruzioni programmate non LTO» sono le interruzioni normali annue (principalmente a fini di rifornimento) che sono previste già a partire dagli anni 1, 2 e 3, rispettivamente, a partire dalla data di riavvio delle unità LTO per Doel 4 e Tihange 3, fino a un anno prima del termine delle attività per Doel 4 e fino all'ultimo anno di attività per Tihange 3.

([33]) Il modello finanziario di sottoscrizione è il modello finanziario alla base dell'accordo di remunerazione firmato il 13 dicembre 2023.

	Doel 4	Tihange 3
Dopo l'estensione del ciclo di vita		
Capacità nominale (*cifre del 2023*)	1 026 MWe	1 030 MWe
Produzione annua di energia elettrica (*stime*)	2026-2028: 3 435 GWh dopo il 2029: 7 158 GWh	2026-2028: 3 435 GWh dopo il 2029: 7 186 GWh
Quota della domanda belga di energia elettrica (*stime*)	2026-2028: 3 %-4 % dopo il 2029: 6 %-8 %	2026-2028: 3 %-4 % dopo il 2029: 6 %-8 %

Fonte: PRIS dell'AIEA, World Nuclear Association; studio sull'adeguatezza e la flessibilità di Elia per il Belgio (2024-2034).

2.4. Preoccupazioni in materia di adeguatezza delle risorse in Belgio

(32) Come indicato al considerando 17 della decisione di avvio, dal 2019 il gestore del sistema di trasmissione belga, Elia, ha condotto tre studi nazionali sull'adeguatezza delle risorse («NRAA 2019», «NRAA 2021» e «NRAA 2023»), che hanno tutti rilevato la necessità di nuove capacità entro l'inverno 2025-2026, a seguito dell'eliminazione graduale (parziale) del nucleare in Belgio, avviata con la disattivazione di Doel 3 e Tihange 2 nel 2022 e nel 2023 (cfr. tabella 1), e rafforzata dalla disattivazione delle capacità di generazione termica nei paesi vicini e dai problemi con gli impianti nucleari francesi.

(33) Per rispondere a tali preoccupazioni in materia di adeguatezza delle risorse, il Belgio ha istituito un meccanismo di capacità, approvato dalla Commissione nel 2021 e successivamente modificato due volte ([34]). Il meccanismo consiste in una misura a livello di mercato che compensa la disponibilità delle centrali a fornire energia elettrica in periodi predefiniti, indipendentemente dal fatto che esse producano o meno. Esso mira ad affrontare i problemi legati all'adeguatezza delle risorse nel settore dell'energia elettrica, sostenendo al contempo la transizione energetica, e sarà avviato a partire dall'inverno 2025, nel momento in cui è previsto anche il riavvio delle due unità LTO (cfr. considerando 26).

2.5. Il mercato dell'energia elettrica in Belgio

(34) Il mix energetico del Belgio attualmente vede la prevalenza della produzione di gas e di energia elettrica nucleare, sebbene negli ultimi anni la quota di energie rinnovabili sia stata in costante aumento. Nel 2023 la quota di energia nucleare, di gas e di energie rinnovabili nel mix di produzione era rispettivamente del 39,9 %, del 21,4 % e del 32,7 % ([35]).

(35) Secondo il Belgio, i principali operatori del mercato della produzione di energia elettrica, in termini di capacità installata connessa a livello di rete di trasmissione, sono Electrabel (9,3 GW nel 2023 - 65 %), Luminus (2,2 GW nel 2023 - 15 %), RWE (0,7 GW nel 2023 - 5 %), Eneco (0,7 GW nel 2023 - 5 %) e TotalEnergies (0,6 GW nel 2023 - 4 %). Il Belgio sostiene che l'indicatore HHI ([36]) per la concentrazione del mercato è diminuito da 5 510 nel 2016 a 4 431 nel 2023, in parte a causa del maggiore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (solare ed eolico) da parte di operatori del mercato non storici ([37]).

([34]) Cfr. decisione della Commissione del 27.8.2021, SA.54915 (2020/C) (ex 2019/N), Belgio, Meccanismo di capacità (GU L 117 del 19.4.2022, pag. 40). Prima decisione di modifica: decisione della Commissione del 29.9.2023, SA.104336 (2023/N), Belgio, Modifiche al meccanismo di capacità (GU C 265 del 18.10.2023, pag. 1). Seconda decisione di modifica: decisione della Commissione del 17.9.2024, SA.114003 (2024/N), Belgio, Seconda serie di modifiche al meccanismo di capacità (GU C, C/2024/6138, 14.10.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/C/2024/6138/oj).

([35]) Panoramica dei dati sull'energia del Belgio (SPF per l'economia 2024). Maggiori dettagli sul mercato all'ingrosso e al dettaglio dell'energia elettrica in Belgio e sulla posizione di mercato dei principali operatori (sulla base dei dati del 2022) sono forniti nelle sezioni 2.2.1 e 2.2.2 della decisione di avvio.

([36]) L'indice Herfindahl-Hirschman è una misura della concentrazione del mercato, calcolata elevando al quadrato la quota di mercato di ciascuna impresa concorrente sul mercato e sommando poi i numeri risultanti. I mercati con un HHI superiore a 2 500 sono generalmente considerati mercati altamente concentrati. I valori HHI sono tratti dalle relazioni annuali della CREG e si basano sulla capacità installata e sulla produzione da impianti connessi a livello di rete di trasmissione.

([37]) Relazione annuale CREG, 2024.

(36) Secondo il Belgio, i principali operatori in termini di produzione di energia elettrica da impianti connessi alla rete di trasmissione in Belgio sono Electrabel (39,1 TWh nel 2023 - 70 %), Luminus (6,8 TWh nel 2023 - 12 %), Eneco (2,5 TWh nel 2023 - 4 %), TotalEnergies (2,4 TWh nel 2023 - 4 %) e RWE (2 TWh nel 2023 - 4 %). Il Belgio sostiene che l'indicatore HHI per la concentrazione del mercato è diminuito da 6 372 nel 2016 a 5 143 nel 2023, grazie all'aumento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ([38]).

(37) Secondo il Belgio, nel 2023 vi erano complessivamente 16 fornitori di energia elettrica a livello di vendita al dettaglio. I principali fornitori in termini di energia elettrica fornita sono Electrabel (47 % nel 2023), Luminus (18,2 % nel 2023), TotalEnergies (5,5 % nel 2023) ed Eneco (5,3 % nel 2023), mentre diversi operatori sono molto piccoli ([39]).

3. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLA MISURA

3.1. Obiettivi della misura e fallimenti del mercato

(38) L'estensione del ciclo di vita delle due unità LTO faciliterà lo sviluppo di un'attività economica e contribuirà ad affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza delle risorse in Belgio (cfr. sezione 2.4). Il Belgio sostiene inoltre che l'estensione del ciclo di vita dei reattori nucleari mira anche a ridurre la dipendenza dalle importazioni in generale e dai combustibili fossili importati (in linea con gli obiettivi di REPowerEU) in particolare, contribuendo in tal modo anche alla decarbonizzazione del sistema elettrico belga e fornendo capacità di carico di base nel contesto dell'aumento del fabbisogno di elettrificazione nel prossimo futuro in Belgio.

(39) Il Belgio afferma che l'obiettivo della misura di aiuto è superare una serie di fallimenti del mercato che impediscono a Electrabel di continuare a gestire i reattori nucleari in Belgio senza ulteriori interventi da parte del governo belga ([40]).

a) In primo luogo, il Belgio afferma che vi sono una serie di fallimenti del mercato dell'energia elettrica ben documentati che generalmente impediscono ai mercati di fornire sufficienti incentivi agli investimenti nella capacità di produzione necessaria per soddisfare le norme in materia di adeguatezza delle risorse, come descritto più in dettaglio nelle decisioni della Commissione relative al meccanismo di capacità belga (cfr. nota 34).

b) In secondo luogo, il Belgio sostiene che i mercati dell'energia elettrica e del carbonio presentano altri fallimenti del mercato che incidono in particolare sugli incentivi a investire in tecnologie a basse emissioni di carbonio, quali la mancanza di opportunità di copertura a lungo termine (ciò riguarda in particolare le tecnologie pulite ad alta intensità di capitale per via della loro esposizione a flussi di entrate volatili), l'insufficiente copertura delle esternalità negative derivanti dai gas a effetto serra (ad esempio, attraverso un prezzo del carbonio nel sistema europeo di scambio di quote di emissione (ETS) inferiore al costo sociale del carbonio, e la mancanza di un segnale del prezzo del carbonio prevedibile e a lungo termine a causa della volatilità strutturale dell'EU ETS) e la mancanza di incentivi a investire in un mix diversificato di produzione di energia, data la naturale tendenza alla determinazione dei prezzi delle centrali elettriche a combustibili fossili (gas) nei mercati dell'energia elettrica che forniscono una copertura naturale.

c) In terzo luogo, il Belgio sostiene che gli investimenti nucleari si trovano ad affrontare una serie di rischi specifici che sono particolarmente difficili da coprire o da gestire per gli investitori commerciali, quali: i) rischi tecnici e legati alla gestione dei progetti; ii) rischi connessi alla gestione dei rifiuti e alla disattivazione; e iii) rischi normativi e politici.

(40) Il Belgio, alla luce di tali fallimenti del mercato generali connessi agli investimenti a favore di basse emissioni di carbonio nei mercati dell'energia elettrica, nonché dei rischi aggiuntivi ai quali è esposto un operatore nucleare, sostiene la necessità per il proprio governo di impegnarsi a sostenere l'estensione del ciclo di vita delle unità LTO. Il Belgio afferma pertanto che l'obiettivo della misura notificata è superare tali fallimenti del mercato.

([38]) Relazione annuale CREG, 2024.
([39]) *Rapport Commun sur l'évolution des marchés de l'électricité et du gaz naturel en Belgique* (CREG, CWaPE, Brugel, VREG 2024).
([40]) I considerando 23 e 24 della decisione di avvio contengono una descrizione più dettagliata dei fallimenti del mercato.

3.2. Modifiche della misura da parte del Belgio a seguito della decisione di avvio

(41) In risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio (cfr. sezione 3.8), il Belgio ha modificato alcune parti della misura.

(42) In particolare, le modifiche riguardano:

a) il trasferimento dell'autorità decisionale in materia di modulazioni economiche dall'impresa comune tra lo Stato belga ed Electrabel, denominata BE-NUC (l'entità proprietaria dell'89,807 % delle unità LTO, che inizialmente era contrattualmente tenuta a effettuare una modulazione ogniqualvolta fossero soddisfatte le condizioni stabilite negli accordi), al partner dell'accordo sui servizi di gestione dell'energia («EMSA») (che vende l'energia elettrica nucleare sul mercato), e l'introduzione di incentivi finanziari nella remunerazione del partner dell'EMSA, al fine di garantire ulteriormente un uso efficiente dello stock di modulazioni (cfr. sezione 3.3.1.5). Di conseguenza, la soglia fissa di modulazione prefissata di meno 20 EUR/MWh è stata eliminata, in quanto il partner dell'EMSA disporrà di incentivi adeguati per decidere quando la modulazione del reattore nucleare sia più efficiente. La modifica della struttura remunerativa è stata presa in considerazione anche nella strategia riveduta per l'offerta e gli squilibri («BIS»).

b) L'intensificazione del meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi («adeguamento al rischio del prezzo di mercato» o «MPRA»), in modo che il sostegno finanziario segua più da vicino le variazioni dei prezzi di mercato (attraverso l'adeguamento del tasso di rendimento de facto del progetto) (cfr. 3.3.1.3.2).

c) Un massimale sull'importo del pagamento dei costi operativi minimi e del versamento di capitale («MOCP»), al fine di evitare che il costo del MOCP per lo Stato belga diventi eccessivo (cfr. 3.3.1.3.3).

(43) Le modifiche di cui sopra sono illustrate in dettaglio nella sezione 3.3 della presente decisione.

3.3. Descrizione dettagliata delle componenti della misura

(44) Questa sottosezione descrive le diverse componenti del pacchetto di sostegno per il progetto LTO, comprese le modifiche apportate dal Belgio a seguito dei dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio (cfr. sezioni 3.3.1, 3.3.2 e 3.3.3), nonché le opzioni di finanziamento alternative prese in considerazione dal Belgio (cfr. sezione 3.3.4).

3.3.1. *Componente 1: disposizioni finanziarie e strutturali*

(45) È stata prevista una serie di meccanismi di sostegno finanziario, al fine di consentire il finanziamento di un'estensione tempestiva e sicura del ciclo di vita dei due reattori nucleari. Tutte le sottomisure della componente 1 sono descritte in dettaglio nel resto della presente sezione.

(46) Nel corso dell'indagine formale il Belgio ha illustrato la logica alla base di tutte le parti del sostegno finanziario:

a) il Belgio ricorda che gli investimenti nel settore nucleare consistono in grandi investimenti infrastrutturali con impatti secolari, caratterizzati da importanti costi di capitale iniziali e periodi di costruzione con rischi e incertezze significativi, nonché lunghi periodi di ammortamento ([41]). Poiché gli investimenti commerciali in attività nucleari sono esposti a rischi incontrollabili e di impatto potenzialmente elevato in relazione alle politiche, alla regolamentazione e alla tecnologia, con una struttura prevalentemente a costi fissi, i loro risultati finanziari sono particolarmente sensibili alla disponibilità effettiva e a eventuali superamenti dei costi. Pertanto, storicamente, i reattori nucleari sono stati finanziati nel contesto della proprietà pubblica e/o di un quadro normativo di sostegno che riduceva l'esposizione ai rischi e garantiva un impegno governativo a lungo termine.

([41]) Cfr. World Nuclear Association, «Financing Nuclear Energy», 2 maggio 2024, https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/financing-nuclear-energy.

b) Nella maggior parte degli ultimi casi di investimenti in attività nucleari, il finanziamento è stato sostenuto da una serie di misure di regolamentazione volte ad attenuare il potenziale effetto dei rischi di mercato e da appositi meccanismi che limitano l'esposizione a rischi specifici legati al nucleare in relazione a tecnologia, politica e regolamentazione. Ad esempio, alcuni progetti sono stati sviluppati nell'ambito di un modello del capitale investito riconosciuto («RAB») ([42]), che il Belgio considera altamente protettivo. Il Belgio ha optato per un contratto bidirezionale per differenza («CfD»). Per garantire la redditività economica del progetto, il pacchetto di misure del progetto LTO è stato adattato alle esigenze degli investimenti nucleari in questione.

c) Attraverso le misure previste nell'accordo di remunerazione, il Belgio spiega che intende fornire ulteriori tutele rispetto a un regime contrattuale bidirezionale per differenza autonomo, per offrire garanzie contro potenziali insolvenze o fallimenti. Il Belgio precisa tuttavia che:

— l'accordo di remunerazione non garantisce i risultati finanziari dell'impresa comune, in particolare in caso di problemi di disponibilità prolungati o di superamenti significativi dei costi, ad esempio a causa di determinati rischi normativi; e

— gli azionisti restano esposti a rischi significativi e a incentivi finanziari che favoriscono i risultati e un comportamento conforme al mercato, differentemente dai tipici modelli RAB che di solito forniscono solide garanzie per quanto riguarda il recupero dei costi e l'utile sul capitale investito, oltre a finanziamenti e liquidità sufficienti.

d) Il Belgio osserva inoltre che gli investimenti nucleari sono sottoposti a un attento controllo da parte degli istituti finanziari, con ampi obblighi relativi al dovere di diligenza per valutare il potenziale impatto dei diversi tipi di rischi e incertezze, nonché un'attenzione fondamentale alla strutturazione complessiva dei progetti. L'esperienza in Europa suggerisce in particolare che ottenere finanziamenti per gli investimenti nel settore nucleare è particolarmente difficile, in assenza di meccanismi di tutela adeguati ([43]).

3.3.1.1. Accordo di sviluppo congiunto

(47) Come indicato al considerando 22, a causa delle strette tempistiche previste per il riavvio delle unità LTO, l'operatore nucleare, Electrabel, ha individuato alcune attività di sviluppo e ha concordato con il Belgio di intraprenderle, in quanto necessarie per consentire il riavvio puntuale delle unità LTO e per soddisfare i requisiti e le aspettative dell'autorità per la sicurezza, prima di concludere l'operazione finale. Tali attività di sviluppo sono state definite nell'accordo di sviluppo congiunto, modificato da ultimo il 18 luglio 2024 ([44]).

(48) L'accordo di sviluppo congiunto modificato stabilisce le condizioni alle quali il Belgio prefinanzia i costi e le spese di Electrabel per le attività di sviluppo ([45]) fino all'adozione e all'entrata in vigore di tutte le modifiche legislative necessarie (la «condizione normativa»). Poco dopo aver soddisfatto la condizione normativa (il 15 luglio 2024), Electrabel ha iniziato a finanziare i propri costi e spese per le attività di sviluppo e continuerà a farlo fino a quando l'importo del proprio finanziamento sarà pari all'importo prefinanziato dallo Stato belga (previsto per l'inizio del 2025), dopodiché Electrabel e lo Stato belga finanzieranno i costi e le spese per le attività di sviluppo ripartiti al 50 %.

([42]) I modelli RAB sono stati ampiamente descritti dalla letteratura. Cfr., ad esempio, Meshkat, M., «Building and Upgrading of Nuclear Power Plant Projects: Evaluation of Engineering, Procurement, Construction (EPC) and Regulated Asset Base (RAB) Models», *Comparative Law Review*, volume 14, n. 2, 2023, pagg. 1001-1022; Thomas, S., et al., «The proposed RAB financing method», *Nuclear Consult*, 2019.

([43]) Il Belgio sostiene che le banche commerciali non sono disposte, anche in presenza di accordi di condivisione dei rischi con lo Stato, a esporsi alle attività nucleari, ossia ad assumere il rischio associato a ingenti investimenti nel settore nucleare nel contesto di politiche e normative incerte e rischi tecnologici, e afferma che anche gli investitori sono spesso riluttanti in tal senso.

([44]) Le attività di sviluppo, descritte nella scheda 1 dell'accordo di sviluppo congiunto modificato, riguardano studi tecnici principalmente in relazione alla concezione e all'invecchiamento degli impianti, ai miglioramenti della progettazione, alle competenze dei programmi di gestione, prova e ispezione, alla valutazione dell'impatto ambientale (compresa la preparazione dei documenti di rilascio delle licenze e delle autorizzazioni necessari) e alle revisioni periodiche della sicurezza delle unità LTO.

([45]) Che corrispondono all'89,807 % (ossia la percentuale di proprietà delle unità LTO) del costo totale, mentre Luminus sostiene il restante 10,193 %.

(49) Il Belgio sostiene che il prefinanziamento da parte dello Stato belga dei costi e delle spese per le attività di sviluppo è limitato ai costi e alle spese (che saranno) effettivamente sostenuti da Electrabel, che corrispondono all'89,807 % dei costi totali delle attività di sviluppo. Al termine del periodo contrattuale è istituito un meccanismo di controllo ed è disposto un «adeguamento». Il Belgio sostiene inoltre che gli accordi di finanziamento nell'ambito dell'accordo di sviluppo congiunto modificato sono basati sulle normali condizioni di mercato e sul rapporto qualità/prezzo.

3.3.1.2. Impresa comune e finanziamento degli azionisti

(50) Lo Stato belga investirà, insieme all'operatore nucleare Electrabel, in un'impresa comune, denominata BE-NUC, che sarà proprietaria dell'89,807 % delle unità LTO (come attualmente fa Electrabel). Il restante 10,193 % delle unità LTO resterà di proprietà di Luminus. Electrabel e lo Stato belga deterranno ciascuno il 50 % di BE-NUC e agiranno in qualità di azionisti paritari in termini di partecipazione finanziaria (fornitura di capitale proprio e prestiti d'azionista) e di quota degli utili derivanti dalle vendite di energia elettrica. BE-NUC, in qualità di comproprietario, finanzierà l'89,807 % degli investimenti necessari per prorogare l'operazione e lo Stato belga sosterrà quindi indirettamente il 44,9035 % dei costi di investimento relativi al progetto LTO. Il restante 10,193 % sarà finanziato da Luminus.

(51) Electrabel è e rimarrà l'unico operatore dei due reattori nucleari mediante un accordo operativo e di manutenzione (cfr. sezione 3.3.1.4). BE-NUC non diventerà un operatore nucleare, ma avrà diritti di controllo sui costi operativi mediante detto accordo.

(52) Il Belgio ha dichiarato di non aspettarsi alcuna possibilità di formare debito estero per finanziare il progetto LTO. Il progetto LTO sarà interamente finanziato dai suoi azionisti attraverso il capitale proprio e i prestiti d'azionista (cfr. sezione 3.3.1.2.2 di seguito).

3.3.1.2.1. Impresa comune

(53) Non vi sarà alcun acquisto da parte dello Stato belga di partecipazioni in comproprietà nelle unità LTO, bensì un trasferimento (parziale scissione delle attività pertinenti) da Electrabel all'impresa comune, secondo le fasi descritte al considerando 49 della decisione di avvio.

(54) Electrabel trasferirà i suoi diritti di proprietà all'89,807 % relativi alle unità LTO (nonché le relative autorizzazioni e qualsiasi altra attività necessaria) a BE-NUC, in cambio della distribuzione delle azioni di BE-NUC a Engie (che all'epoca era azionista unico di Electrabel). Il contributo di Electrabel a BE-NUC sarà valutato in considerazione del valore di rottame dell'edificio, del valore del terreno e del valore degli impianti immobili, come descritto al considerando 51 della decisione di avvio.

(55) Tale valutazione del contributo di Electrabel si riflette nel prezzo di acquisto di 24,7 milioni di EUR (con adeguamenti) che lo Stato belga deve pagare per acquisire nuove azioni e mantenere una partecipazione del 50 % in BE-NUC. Il consiglio di amministrazione di BE-NUC chiederà a un revisore (legale) o a un contabile certificato di preparare una relazione sul conferimento in natura, esaminando in particolare la valutazione applicata e i metodi di valutazione utilizzati a tal fine.

(56) Il Belgio sostiene che la valutazione delle attività non ha alcun impatto sull'analisi dello scenario controfattuale e ha fornito elementi di prova del fatto che il trasferimento di attività (edifici e terreni) nell'ambito del progetto LTO è neutro. Secondo il Belgio, il ricorso a metodi prudenti di valutazione delle attività (basati sul valore equo o di rottame) garantisce che Engie non tragga alcun vantaggio dal trasferimento delle attività.

(57) Inoltre gli impianti immobili corrispondono alle apparecchiature LTO, che sono acquistate nell'ambito dei servizi LTO, dei servizi operativi e di manutenzione e dei servizi di cui all'accordo di sviluppo congiunto, e che sono state installate e incorporate nelle unità LTO prima della scissione parziale. Per motivi legati al diritto patrimoniale belga e per evitare doppi conteggi, tali specifiche attrezzature LTO non sono pagate direttamente, bensì sono considerate nell'ambito della scissione parziale, insieme ai terreni e agli edifici. Il Belgio conferma inoltre che i relativi flussi di cassa per dette attrezzature trovano già riscontro nel modello finanziario di sottoscrizione.

(58) È stato concluso un accordo tra Electrabel, il governo belga e BE-NUC per istituire il governo societario di BE-NUC e i diritti di ciascuno dei suoi azionisti. In base a tale accordo, il consiglio di amministrazione di BE-NUC è composto da quattro amministratori, due nominati su proposta del governo belga e due nominati su proposta di Electrabel. Il presidente e il direttore finanziario di BE-NUC saranno sempre direttori nominati dal governo belga. Il quorum del consiglio di amministrazione è raggiunto con la maggioranza semplice e le risoluzioni sono votate a maggioranza semplice. Sono state introdotte disposizioni in materia di conflitto di interessi.

(59) Come indicato al considerando 55 della decisione di avvio, le attività non europee attualmente detenute da Electrabel saranno trasferite a Engie. Engie, in qualità di società madre di Electrabel, garantisce che al momento della conclusione dell'operazione rimangano in Electrabel attività per un valore di almeno 4 miliardi di EUR (sulla base di un valore del capitale proprio calcolato al 30 giugno 2023). Inoltre, dopo la conclusione, si applicano altre misure di salvaguardia, quali il monitoraggio continuo e rafforzato della situazione finanziaria dell'operatore nucleare da parte della CPN/CNV e la garanzia illimitata e non revocabile della società madre concessa da Engie per taluni obblighi dell'operatore nucleare.

(60) Il Belgio sostiene che l'impresa comune costituisce un investimento *pari passu*, in quanto i due azionisti aderiscono all'impresa comune alle stesse condizioni e, in quanto azionisti, con lo stesso livello di rischio e di remunerazione.

3.3.1.2.2. Finanziamento degli azionisti: conferimento di capitale e prestiti d'azionista

(61) Il ruolo dello Stato belga in quanto azionista presuppone, tra l'altro, il finanziamento dei costi di capitale (CAPEX) e dei costi operativi (OPEX) di BE-NUC, la gestione delle azioni e l'esercizio dei diritti degli azionisti (ad esempio, i diritti di voto) e il sostegno dei due amministratori di BE-NUC, nominati su proposta dello Stato belga (cfr. considerando 58).

(62) Il conferimento di capitale sociale è costituito da:

a) un conferimento di capitale: il governo belga ed Electrabel, in qualità di azionisti di BE-NUC, forniranno capitale proprio a BE-NUC mediante un aumento di capitale sociale al fine di finanziare le spese previste dall'accordo tra azionisti; e

b) prestiti d'azionista: Electrabel e il governo belga concederanno entrambi a BE-NUC prestiti d'azionista (rispettivamente il «prestito dell'azionista Electrabel» e il «prestito dell'azionista governo belga»), al fine di finanziare tutte le spese previste dall'accordo tra azionisti.

(63) Il Belgio spiega che i termini e le condizioni del prestito dell'azionista Electrabel e di quello del governo belga sono identici. Entrambi saranno concessi a condizioni di mercato, a tassi di interesse che non sono ancora stati stabiliti, ma che, secondo i relativi accordi, sarebbero stabiliti dal consiglio di amministrazione di BE-NUC conformemente all'accordo tra azionisti, con riferimento ai tassi di mercato prevalenti e a qualsiasi finanziamento del debito di terzi comparabile che possa essere disponibile al momento pertinente. Nell'ambito della procedura concordata tra il governo belga ed Engie, Engie ha preparato un prospetto delle condizioni che stabilisce i termini e le condizioni di entrambi i prestiti degli azionisti. Il prospetto descrive la metodologia per fissare il tasso di interesse. Il Belgio sostiene che tale metodologia è coerente con le politiche di prestito in materia di prezzi di trasferimento di Engie ed è in linea con il principio dell'OCSE in materia di BEPS ([46]), che garantisce che il tasso di interesse sia fissato a condizioni di mercato. Secondo il prospetto delle condizioni, il tasso di interesse dovrebbe essere variabile, fissato al tasso EURIBOR a sei mesi (con una soglia minima dello 0 %) più un margine atteso di circa il [0-3] %.

(64) Il Belgio sostiene che l'introduzione di un prestito d'azionista in aggiunta al conferimento di capitale deriva da considerazioni finanziarie e transazionali. Da un lato, la concessione del prestito conferisce maggiore flessibilità nella concezione dei piani di prelievo e rimborso. In particolare le disposizioni in materia di rimborso dei prestiti possono essere concordate con meno vincoli normativi rispetto ai pagamenti di dividendi o ai rimborsi di capitale proprio. D'altro canto, il prestito potrebbe ottimizzare la struttura finanziaria rispetto al reddito imponibile (fino al 30 % dell'EBITDA è rimborsabile per dedurre gli interessi).

([46]) BEPS significa erosione della base imponibile (riduzione del reddito imponibile, o della base imponibile, in un paese) e trasferimento degli utili (trasferimento degli utili verso paesi in cui le imposte sono molto inferiori o inesistenti). I principi dell'OCSE in materia di BEPS fanno riferimento a una serie di orientamenti internazionali volti a contrastare l'elusione fiscale da parte delle società multinazionali. Essi garantiscono che le imprese paghino le imposte nei paesi in cui realizzano effettivamente utili e svolgono le loro attività economiche reali, invece di trasferire gli utili verso paesi a bassa imposizione fiscale.

(65) Sulla base dei calcoli preliminari del modello finanziario di sottoscrizione, il conferimento di capitale sociale totale (conferimento di capitale e prestiti degli azionisti) ammonta a [2 000-2 500] milioni di EUR ([47]), da fornire all'89,807 % sia dal governo belga che da Electrabel a condizioni *pari passu* in [...] rate da [...] a [...] per finanziare, tra l'altro, i costi di capitale del progetto LTO (il restante 10,193 % è finanziato da Luminus). Il conferimento di capitale sociale deve essere restituito agli azionisti di BE-NUC attraverso una serie di riduzioni del capitale sociale e il rimborso dei prestiti degli azionisti e deve essere remunerato mediante la distribuzione di dividendi e di interessi sui prestiti degli azionisti. La suddivisione del conferimento di capitale sociale ([2 000-2 500] milioni di EUR) in conferimento di capitale e prestiti degli azionisti non è ancora stata decisa.

(66) Il Belgio afferma che gli obblighi di finanziamento degli azionisti e il prestito degli azionisti possono essere considerati finanziamenti *pari passu* e che il prestito degli azionisti sarà concesso a condizioni di mercato, così che il finanziamento da parte degli azionisti non conceda un vantaggio selettivo ai beneficiari.

3.3.1.3. Accordo di remunerazione

(67) È stato concluso un accordo di remunerazione tra BE-NUC, Luminus e la controparte, che sarà un servizio autonomo con indipendenza contabile all'interno dello Stato belga («BE-WATT»). L'accordo mira ad affrontare l'incertezza dei prezzi di mercato e a ridurre i rischi delle entrate del progetto LTO per i proprietari delle unità LTO, BE-NUC e Luminus. BE-NUC e Luminus dovrebbero pertanto ricevere entrate sufficienti provenienti dall'esercizio delle unità LTO, volte a garantire il funzionamento sicuro e affidabile e la redditività economica delle stesse, consentendo al contempo agli azionisti di prevedere il necessario rendimento finanziario conforme al mercato.

(68) In particolare il Belgio chiarisce che i principi di finanziamento dell'operazione sono i seguenti:

a) i requisiti in materia di costi di capitale del progetto LTO sono finanziati principalmente dagli azionisti di BE-NUC su base *pari passu* (e da Luminus in proporzione alla sua comproprietà), sia attraverso il capitale proprio sia attraverso i prestiti degli azionisti (cfr. sezione 3.3.1.2);

b) i costi operativi e di manutenzione del progetto LTO sono finanziati principalmente attraverso i ricavi operativi delle unità LTO, per cui un flusso di ricavi operativi è garantito attraverso il contratto per differenza (nella misura in cui le unità LTO sono disponibili) (cfr. sezione 3.3.1.3.2). Il prezzo di esercizio del contratto per differenza è stimato al livello che consente al tasso interno di rendimento («TIR») previsto dei flussi di cassa del progetto LTO di raggiungere il TIR obiettivo del 7 % (nominale e al netto delle imposte), entro la soglia dell'intervallo del 6 %-8 % (cfr. sezione 3.3.1.3.1);

c) il MOCP e i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività integrano i ricavi operativi delle unità LTO e consistono in misure di protezione volte a garantire che BE-NUC disponga, in qualsiasi momento, di liquidità sufficiente per sostenere i costi operativi, di manutenzione e di carburante; essi consentono dunque un funzionamento sicuro e affidabile delle unità LTO.

— I prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono destinati a finanziare i costi precedenti il riavvio delle unità LTO e a garantire una liquidità sufficiente durante il periodo di avviamento di tre anni (fino al 31 dicembre 2028), durante i quali dovranno ancora essere realizzati lavori importanti e le unità a LTO non potranno operare a piena capacità.

— Il MOCP è attivato solo in caso di (significativa) riduzione della disponibilità delle unità LTO, garantendo in tal modo la stabilità finanziaria a lungo termine durante l'intero periodo di estensione del ciclo di vita. Uno strumento relativo al capitale circolante funge da ponte infra-annuale verso il MOCP annuo.

(69) I meccanismi di sostegno finanziario (contratto per differenza, MOCP e prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività) sono illustrati più dettagliatamente nelle sezioni 3.3.1.3.2, 3.3.1.3.3 e 3.3.1.3.4 di seguito.

([47]) IVA esclusa. Le cifre del modello finanziario di sottoscrizione non comprendono l'IVA.

3.3.1.3.1. Tasso di rendimento del progetto LTO

(70) In termini generali, il TIR (obiettivo) rappresenta il livello di rendimento minimo che gli investitori accettano come compensazione per un determinato livello di rischio in un progetto di investimento. Il TIR obiettivo è spesso denominato «tasso di rendimento minimo», ossia la soglia che il TIR di un progetto deve eguagliare o superare prima che il progetto sia avviato. In teoria, il tasso di rendimento minimo è pari alla somma del costo del capitale (ad esempio, costo medio ponderato del capitale o «WACC») e di un premio di rendimento minimo. In altre parole, si tratta di una combinazione dei tassi di rendimento di progetti/attività comparabili e degli adeguamenti per allinearsi a un particolare profilo di rischio, compresi premi specifici per progetto per coprire rischi aggiuntivi non diversificabili.

(71) Nel caso di specie, il costo livellato dell'energia elettrica («LCOE») corrisponde al livello minimo del prezzo medio dell'energia elettrica (o del prezzo di esercizio nel modello di contratto per differenza) da ottenere affinché il progetto LTO raggiunga il TIR obiettivo. Come indicato al considerando 72 della decisione di avvio, il prezzo di esercizio preliminare nel modello finanziario di sottoscrizione, basato sull'ipotesi di un costo per l'ammodernamento delle unità LTO di circa [2-2,5] miliardi di EUR, è stato fissato a [80-90] EUR/MWh (valori del 2022). Il Belgio sostiene che, considerando l'applicazione del meccanismo (intensificato) di ripartizione dei sacrifici/vantaggi (MPRA), il prezzo di esercizio, basato sul modello finanziario di sottoscrizione, può variare da [80-90] EUR/MWh a [80-90] EUR/MWh (valori del 2022).

(72) Il Belgio sostiene che il TIR obiettivo equivale a un tasso di rendimento prudente data l'esposizione al rischio del progetto LTO, basato su: i) un esercizio di analisi comparativa dei tassi di rendimento di altri investimenti nel settore nucleare a livello mondiale e di altre attività del settore energetico in Belgio (cfr. sezione 3.3.1.3.1.1); ii) una valutazione del costo del capitale di BE-NUC (sia WACC che costo del capitale proprio) sulla base del modello di valutazione degli attivi finanziari CAPM (cfr. sezione 3.3.1.3.1.2); e iii) una simulazione del TIR atteso adeguato all'MPRA alla luce delle circostanze di mercato aggiornate che dimostrano che il TIR atteso del progetto LTO è diminuito rispetto al momento della negoziazione dell'accordo di attuazione (cfr. sezione 3.3.1.3.1.3).

3.3.1.3.1.1. Esercizio di analisi comparativa

(73) Il Belgio ha fornito un parametro di riferimento internazionale per il costo del capitale e i tassi di rendimento obiettivo per le società che gestiscono centrali nucleari in diverse aree geografiche, nonché per le centrali elettriche alimentate a gas remunerate nell'ambito del meccanismo di capacità belga e per le società che gestiscono altri tipi di infrastrutture di trasmissione e stoccaggio dell'energia in Belgio. L'esercizio di analisi comparativa è stato perfezionato dopo l'adozione della decisione di avvio, in particolare per quanto riguarda un'ulteriore descrizione della natura dei quadri normativi ed eventuali regimi aggiuntivi che incidono sulla ripartizione dei rischi per le imprese e i progetti considerati. La tabella 3 presenta una panoramica delle stime pubbliche del tasso di rendimento o del WACC obiettivo dei progetti e delle imprese oggetto di analisi comparativa.

Tabella 3

Stime del WACC pubbliche per progetti/imprese oggetto di analisi comparativa

Impresa/progetto considerato e proprietà	Quadro normativo e periodo di riferimento	Tasso di rendimento/WACC obiettivo al netto delle imposte e anno di decisione [1]	Premio rispetto al tasso privo di rischio [2]
Servizi di pubblica utilità americani verticalmente integrati (Georgia Power e Duke Energy), per lo più di proprietà privata	Modello RAB [Periodo di tre anni 2023-2025 per Georgia Power, dal 2023 per Duke Energy nel South Carolina, dal 2024 per Duke Energy nel North Carolina (ultimo anno del periodo in esame)]	6,36 %- 7,06 % (2022 e 2023)	2,8 %- 4,2 %

Impresa/progetto considerato e proprietà	Quadro normativo e periodo di riferimento	Tasso di rendimento/WACC obiettivo al netto delle imposte e anno di decisione [1]	Premio rispetto al tasso privo di rischio [2]
Servizio pubblico canadese OPG (portafoglio di produzione comprendente, tra l'altro, centrali nucleari e idroelettriche)	Modello RAB (periodo di cinque anni 2022-2026)	5,6 % (2021)	3,5 %- 4,3 %
Centrale nucleare canadese Bruce A ristrutturata, di proprietà privata	Contratto bidirezionale per differenza con prezzo di esercizio basato sul TIR obiettivo (contratto a 25 anni, dal riavvio dell'attività)	10,6 %- 13,8 % (2007)	6,0 %- 9,7 %
Nuova centrale nucleare Hinkley Point C (Regno Unito), non di proprietà del Regno Unito	Contratto bidirezionale per differenza con prezzo di esercizio basato sul TIR obiettivo (contratto a 35 anni, dalla messa in servizio)	9,25 %- 9,75 % (2014)	5,8 %- 7,5 %
Nuova centrale nucleare ungherese Paks II, costruzione al 100 % finanziata dallo Stato	Remunerazione basata sul mercato, sostegno statale al 100 % del finanziamento dei costi di capitale	7,38 %- 8,4 % (2017)	3,9 %- 5,2 %
Attività nucleari EDF esistenti in Francia, EDF 100 % di proprietà dello Stato	Regolamentazione parziale dei prezzi (ARENH - in fase di revisione); per lo più esposti al mercato fino al 2026, successivamente sconosciuti	7,6 % (2022)	4,9 %- 6,2 %
Ampliamento del reattore nucleare belga Tihange 1, nessuna proprietà dello Stato belga	Remunerazione basata sul mercato con imposta sui proventi straordinari (fino al 2025)	9,3 % (2013)	5,9 %- 6,9 %
Meccanismo di capacità belga (centrali elettriche alimentate a gas)	Contratto di capacità (fino a 15 anni per le capacità di nuova costruzione)	7,6 %- 8,6 % (2023) [3]	5,5 %- 6,5 %

Fonte: *nota Compass Lexecon del 29 novembre 2024, «SA.106107 BE — Estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari —- Valutazione della proporzionalità degli aiuti: analisi dell'allocazione dei rischi e dell'utile sul capitale investito».*

(1) In alcuni casi, la decisione normativa dell'impresa/del progetto in questione si riferisce al tasso di rendimento obiettivo (ad esempio, ai fini della determinazione del prezzo di esercizio del contratto per differenza) o al WACC (ad esempio, come considerato nel modello RAB per determinare i ricavi consentiti). Per ciascuna impresa/progetto considerata/o è presentato il tasso di rendimento o il WACC di cui al rispettivo regime regolamentare. L'anno tra parentesi si riferisce all'anno in cui è stata effettuata la valutazione/decisione sul tasso di rendimento/WACC obiettivo.

(2) Ai fini della comparabilità dei risultati, ci concentriamo sul premio rispetto al tasso privo di rischio, ossia sulla differenza tra il tasso di rendimento/WACC obiettivo valutato al netto delle imposte e il tasso privo di rischio contemporaneo (premio rispetto al tasso privo di rischio al momento della decisione dell'autorità di regolamentazione/valutazione relativa all'attività/alla società considerata).

(3) Il WACC al netto delle imposte è stato calcolato sulla base del WACC reale al lordo delle imposte specifico per tecnologia (proposto da CREG ed Elia, stabilito dal ministro dell'Energia), come applicato per determinare i parametri d'asta del meccanismo di capacità.

(74) La tabella 4 fornisce una panoramica degli elementi esposti a rischi nei progetti o nelle imprese oggetto di analisi comparativa.

Tabella 4

Elementi esposti a rischi per i progetti/le imprese oggetto di analisi comparativa

	Bruce A	Tihange 1	Hinkley Point-C	Meccanismo di capacità belga	Attività nucleari EDF francesi esistenti	Paks II	Unità LTO	(*) OPG	(*) Georgia Power, Duke Energy North e South Carolina
Portafoglio/rischi	4 unità nucleari ristrutturate	1 unità nucleare ristrutturata	1 nuovo impianto nucleare (2 unità)	/	Parco nucleare (57 unità)	1 nuovo impianto nucleare (2 unità)	2 unità nucleari ristrutturate	Unità nucleari e idroelettriche ristrutturate	Verticalmente integrate, comprese le reti, il nucleare e altre tecnologie.
Costruzioni	Adeguamento del prezzo di esercizio	-	-	-	-	100 % finanziata dallo Stato + importo forfettario EPC	Adeguamento del prezzo di esercizio	RAB	RAB
Mercato	Contratto bidirezionale per differenza	-	Contratto bidirezionale per differenza	Contratto di capacità	ARENH (regolamentazione parziale dei prezzi)	-	Contratto bidirezionale per differenza	RAB	RAB
Funzionamento	Indicizzazione/ Adeguamento del prezzo di esercizio; trasferimento dei costi del carburante	-	Indicizzazione/ Adeguamento del prezzo di esercizio	-	-	-	Indicizzazione/ Adeguamento del prezzo di esercizio + MOCP	RAB	RAB
Finanziamento	-	-	Garanzia di credito	Contratto di capacità	Proprietà dello stato	100 % finanziata dallo Stato	MOCP/ prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività	RAB	RAB
Politica	-	Tutela giuridica	Tutela giuridica	-	Proprietà dello stato	100 % finanziata dallo Stato	Tutela giuridica	RAB	RAB

Fonte: *nota Compass Lexecon del 29 novembre 2024, «SA.106107 BE — Estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari — Valutazione della proporzionalità degli aiuti: analisi dell'allocazione dei rischi e dell'utile sul capitale investito».*

(*) Compass Lexecon osserva di non essere in grado di valutare l'esatto profilo di rischio sulla base del quadro normativo per i servizi di pubblica utilità statunitensi e canadesi, in quanto non dispone di informazioni dettagliate.

(75) Secondo il Belgio, tale esercizio di analisi comparativa evidenzia tre elementi:

a) le società regolamentate e i progetti inclusi in questo parametro di riferimento non sono direttamente comparabili a BE-NUC, in quanto differiscono in termini di quadro normativo/regime di finanziamento e di ripartizione dei rischi che ne derivano e/o perché comprendono altri tipi di attività (che diversificano e attenuano i rischi connessi al nucleare). Non esiste un'impresa direttamente comparabile, ma il parametro di riferimento consiste in una selezione di imprese e progetti con singole caratteristiche pertinenti quali la geografia, la tecnologia delle attività, le attività esistenti/nuove, il mercato e il quadro normativo/di sostegno. Tuttavia tali imprese e progetti comparabili non assomigliano a BE-NUC in alcun aspetto. Nonostante le limitazioni, il parametro di riferimento fornisce comunque informazioni pertinenti per valutare i parametri di remunerazione (tasso di rendimento/WACC obiettivo) tenendo presenti le specificità di ciascuna impresa o progetto e i relativi profili di rischio. Pertanto il parametro di riferimento presentato dovrebbe essere inteso come pertinente per valutare e contestualizzare intervalli ragionevoli basati sul mercato dei parametri di remunerazione;

b) il parametro di riferimento evidenzia che i premi rispetto al tasso privo di rischio diminuiscono con la diversificazione del portafoglio, con la minore esposizione al rischio (ai rischi connessi alle costruzioni, al mercato, al funzionamento, al finanziamento e alla politica) ed eventualmente con la natura del proprietario/operatore, con i servizi pubblici storici, di proprietà dello Stato o da esso finanziati che possono beneficiare di costi di finanziamento inferiori (cfr. tabella 3 e tabella 4).

— All'estremità inferiore, i servizi di pubblica utilità nordamericani (OPG, Georgia Power e Duke Energy), che hanno portafogli di attività diversificati e sono soggetti a un modello RAB che fornisce una copertura completa del rischio, presentano premi relativamente bassi rispetto al tasso privo di rischio (circa 2,8 %-4,3 %).

— Il progetto nucleare Paks II e il parco nucleare esistente di EDF presentano premi più elevati (circa il 3,9 %-6,2 %). La loro remunerazione è almeno in parte commerciale e le attività considerate sono solo centrali nucleari. Tuttavia il finanziamento/la proprietà dello Stato può in una certa misura ridurre i costi di finanziamento.

— Le nuove centrali elettriche alimentate a gas nel quadro del meccanismo di capacità belga presentano un premio di rischio relativamente alto (5,5 %-6,5 %). Tali impianti termici di nuova costruzione sono esposti a rischi di costruzione, operativi e strategici, mentre i rischi di mercato tendono a essere ridotti a causa dei pagamenti e dei contratti di capacità pluriennali.

— All'estremità superiore, l'unità nucleare unica Tihange 1 presenta un premio elevato (5,9 %-6,9 %), in quanto i proprietari sostengono rischi di investimento e operativi, mentre i ricavi di mercato sono incerti e i margini di crescita del mercato sono limitati. Hinkley Point C presenta inoltre un premio relativamente elevato (5,8 %-7,5 %), che può essere spiegato dalla natura delle attività (nuova centrale nucleare singola) e dai notevoli rischi operativi/di costruzione sostenuti dagli azionisti, nonostante il contratto per differenza e altre tutele. Analogamente, il premio di rischio per l'operatore attivo esclusivamente nel settore nucleare, Bruce Power, un'impresa privata che beneficia di un contratto per differenza (compresi altri sistemi di condivisione del rischio), è relativamente elevato (6,0 %-9,7 %). Ciò detto, la remunerazione per tale impianto è stata fissata nel 2007, in un contesto di finanziamento e di mercato diverso;

c) nel complesso, il Belgio sottolinea che l'esposizione al rischio di BE-NUC nelle diverse dimensioni si colloca tra l'esposizione al rischio delle attività e dei servizi pubblici che beneficiano di un modello RAB e quella delle attività e dei servizi pubblici che beneficiano di un contratto per differenza e/o di altri tipi di remunerazione basata sul mercato. Il TIR nominale obiettivo al netto delle imposte («TIR del progetto») di BE-NUC del 7 % (e il suo intervallo di soglia compreso tra il 6 % e l'8 %) presenta un premio del 3 %-5 %, considerando un tasso privo di rischio medio di circa il 3 %. Sulla base delle evidenze empiriche, il premio implicito del TIR del progetto nell'accordo di remunerazione si colloca all'estremità inferiore dei requisiti dell'investitore per i progetti/le imprese oggetto dell'analisi comparativa e si avvicina ai premi stimati per le attività diversificate dei servizi di pubblica utilità nell'ambito dei modelli RAB, che registrano una minore esposizione a rischi specifici per il nucleare e rischi prevedibilmente inferiori di subire perdite in termini di investimenti e rendimenti.

(76) Il Belgio ritiene pertanto che il TIR obiettivo del 6 %-8 % del progetto rientri nel probabile intervallo di rendimenti basati sul mercato che non determineranno una sovracompensazione.

3.3.1.3.1.2. Confronto tra il TIR obiettivo e il costo del capitale di BE-NUC

(77) Oltre all'esercizio di analisi comparativa, al fine di confermare se il TIR obiettivo del 7 % rientri nel probabile intervallo di rendimenti conformi al mercato, il Belgio ha fornito una valutazione del costo del capitale utilizzando due parametri, il WACC e il costo del capitale proprio privo di leva finanziaria, dato che BE-NUC non è finanziata tramite debito.

(78) Il Belgio ha ottenuto stime, per il WACC e il costo del capitale proprio privo di leva finanziaria, comprese tra il 6,2 % e il 7,4 % (ossia un premio di rischio per il progetto superiore di un valore compreso tra il 3,1 % e il 4,3 % rispetto al tasso privo di rischio). Secondo il Belgio ciò dimostra e conferma ulteriormente che il TIR obiettivo del 7 % è proporzionato e non comporta una sovracompensazione. Le sezioni che seguono spiegano in maggiore dettaglio come sono stati stimati gli intervalli relativi al WACC e al costo del capitale proprio.

3.3.1.3.1.2.1. Stima del WACC del progetto LTO

(79) Il primo parametro per stimare il costo del capitale è il WACC, che rappresenta il tasso di rendimento minimo che il progetto deve offrire per attrarre capitali. Tale rendimento minimo rappresenta il rendimento che i potenziali investitori potrebbero ottenere se decidessero di investire in un altro progetto con caratteristiche equivalenti in termini di flusso di cassa, tempistiche e rischio. Il WACC al netto delle imposte è calcolato utilizzando la formula seguente:

WACC = w_E * (Tasso privo di rischio + β_E * Premio per il rischio azionario) + (1 – w_E) * Costo del debito al netto delle imposte

w_E:	quota di finanziamento azionario
B_E:	beta del capitale proprio con leva finanziaria, ossia l'esposizione dell'impresa a rischi sistematici

(80) Il WACC è quindi la somma i) del costo del capitale proprio ponderato in proporzione al valore di mercato del capitale proprio all'interno del capitale totale (w_E); e ii) del costo del debito (al netto delle imposte) ponderato per la quota del valore di mercato del debito all'interno del capitale totale ($1\text{-}w_E$). Il costo del capitale proprio è calcolato sulla base del modello di valutazione degli attivi finanziari («CAPM»), un modello standard per misurare il rendimento richiesto da un investitore per coprire il costo opportunità del valore del denaro su un determinato orizzonte di investimento (il tasso privo di rischio) e per l'esposizione al rischio di mercato ([48]). L'esposizione al rischio di mercato è rilevata dal valore beta del capitale proprio con leva finanziaria (β_E). A causa della volatilità dei parametri, gli input per il CAPM sono stati calcolati in intervalli.

(81) Per quanto riguarda il calcolo del beta del capitale proprio con leva finanziaria, il Belgio sostiene che, poiché l'impresa comune è una società nuova e privata che detiene due unità nucleari LTO esistenti con una produzione prevista di 10 anni, il suo beta non può essere calcolato sulla base di dati di mercato o storici e deve pertanto essere stimato considerando un gruppo di società quotate comparabili. Tuttavia, dato che non esistono servizi di pubblica utilità comparabili con un'esposizione del 100 % alla produzione nucleare, il Belgio ha considerato un campione di cinque società di servizi europee quotate con la maggiore esposizione alle attività nucleari, ossia progetti comparabili per cui il 15 %-65 % della produzione avviene mediante centrali nucleari, nell'ambito di un portafoglio diversificato (cfr. tabella 5).

([48]) Il modello CAPM è ampiamente riconosciuto e accettato dalla letteratura accademica e dagli operatori del settore come un approccio solido per stimare il costo del capitale proprio.

Tabella 5

Valori beta delle attività per società di servizi comparabili con diversa esposizione nucleare

Società	% di esposizione nucleare 2022/23	Valori beta delle attività (senza leva finanziaria)
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]
Media semplice	-	[0,40-1,00]
Mediana	-	[0,40-1,00]

Fonte: valutazione della proporzionalità degli aiuti: analisi aggiornata dell'allocazione dei rischi e dell'utile sul capitale investito, Compass Lexecon, 29 novembre 2024.

(82) Il Belgio ha spiegato che ciascuno dei servizi di pubblica utilità consiste in una società di servizi diversificata quotata in borsa con una notevole esposizione ad attività di rete regolamentate dal RAB e/o ad attività supportate nell'ambito dell'energia rinnovabile, a differenza dell'impresa comune, che è un soggetto privato con un'esposizione del 100 % alla produzione nucleare soggetta all'accordo di remunerazione. Pertanto i rischi sistemici stimati sulla base di tali società comparabili probabilmente sottostimerebbero il rischio sistemico di BE-NUC.

(83) Il Belgio ha utilizzato i parametri della tabella 6 da inserire nella formula del WACC e, sulla base di questi e altri input osservati nel corso del 2023, ha ottenuto un WACC teorico compreso tra il 6,2 % e il 7,4 %, compreso un premio del 3,1 %-4,3 % rispetto al tasso privo di rischio.

Tabella 6

Stima del WACC di BE-NUC e principali parametri di base

Parametro	Ipotesi/approccio	Stima (*)
Tasso privo di rischio	Intervallo di rendimenti delle obbligazioni a 10 anni (OLO) emesse dal governo belga del 2023	2,5 %- 3,6 %
Premio di rischio del mercato azionario	Stime degli esperti per i mercati maturi	4,6 %- 6,0 %
Coefficiente beta (senza leva finanziaria)	Mediana e media tra elementi comparabili	[0,40-1,00] - [0,40-1,00]
Effetto leva obiettivo	Mediana e media tra elementi comparabili	53,0 %- 54,4 %
Coefficiente beta (con leva finanziaria)	Formula Hamada con effetto leva obiettivo	[0,40-1,00] - [1,00-1,60]
Costo del capitale proprio (con leva finanziaria)	CAPM	7,4 %-9,3 %
Costo del debito al lordo delle imposte	Tasso privo di rischio + premio di rischio per il settore dell'energia elettrica	5,3 %- 5,5 %
Quota di debito del capitale totale	Risultante dall'effetto leva obiettivo	34,6 %- 35,2 %

Parametro	Ipotesi/approccio	Stima (*)
Aliquota	Aliquota dell'imposta sulle società in Belgio	25 %
WACC al lordo delle imposte	Utilizzo del costo del capitale proprio con leva finanziaria e del costo del debito al lordo delle imposte	6,7 %-7,9 %
WACC al netto delle imposte	Utilizzo del costo del capitale proprio con leva finanziaria e del costo del debito al netto delle imposte	**6,2 %-7,4 %**

Fonte: valutazione della proporzionalità degli aiuti: analisi aggiornata dell'allocazione dei rischi e dell'utile sul capitale investito, Compass Lexecon, 29 novembre 2024.

(*) L'intervallo corrisponde all'evoluzione storica dall'inizio alla fine del 2023.

3.3.1.3.1.2.2. Stima del costo del capitale proprio del progetto LTO

(84) La seconda metodologia si basa sul costo del capitale proprio, che misura il rendimento del progetto richiesto dagli azionisti, ipotizzando che non vi sia alcun finanziamento tramite debito, come nel caso del progetto LTO. Sebbene l'approccio del costo del capitale proprio utilizzi anche il CAPM, esso si basa sul costo del capitale proprio senza leva finanziaria ([49]). Quest'ultimo è calcolato come segue:

Costo del capitale proprio (senza leva finanziaria) = tasso privo di rischio + β_A × premio per il rischio azionario

β_A: beta senza leva finanziaria o «beta delle attività»

(85) Al fine di stimare ciascun parametro dell'equazione del costo del capitale proprio (cfr. tabella 7) è stato utilizzato l'approccio che segue:

a) il tasso privo di rischio è approssimato sulla base dei rendimenti delle obbligazioni a 10 anni (OLO ([50])) emesse dal governo belga, che hanno registrato fluttuazioni nel corso del 2023, tra il 2,5 % e il 3,6 %. Per la stima del premio per il rischio (del mercato) azionario sono state prese in considerazione varie fonti esterne, dalle quali è stato trattenuto un intervallo compreso tra il 4,6 % e il 6 %:

— stime di Damodaran: 5,9 % da gennaio 2023 e 4,6 % da gennaio 2024.

— Le stime di Kroll sono comprese tra il 5,5 % e il 6 % nel 2023;

b) la stima del beta delle attività (senza leva finanziaria) si basava sulle stesse ipotesi formulate per il calcolo del WACC di cui sopra, determinando un valore mediano e medio di [0,40-1,00] e [0,40-1,00] per cinque società di servizi quotate con una certa esposizione alla produzione nucleare (cfr. tabella 5).

(86) L'inserimento delle stime di cui sopra nell'equazione del costo del capitale proprio fornisce una stima per tale costo senza leva finanziaria compresa tra il 6,2 % e il 7,5 % (cfr. tabella 7), oltre che un premio compreso tra il 3,1 % e il 4,3 % al di sopra del tasso privo di rischio, in linea con i risultati ottenuti per il WACC.

([49]) Contrariamente al «beta con leva finanziaria», detto anche «beta», che confronta la volatilità dei rendimenti del debito e del capitale proprio di una società con quelli del mercato più ampio (ad esempio, una società con un beta di 1,4 ha rendimenti pari al 140 % volatili come il mercato con cui è confrontata), il «beta senza leva finanziaria», noto anche come «beta delle attività», misura il rischio di mercato della società senza l'impatto del debito per isolare il rischio dovuto esclusivamente alle attività della società.
Il costo del capitale proprio senza leva finanziaria è generalmente utilizzato per valutare progetti o investimenti finanziati esclusivamente con capitale proprio. Pertanto il confronto tra il WACC e il costo del capitale senza leva finanziaria fornisce indicazioni sull'impatto del debito sul costo del capitale di una società.

([50]) OLO sta per «Obligation Linéaire/Lineaire Obligatie».

Tabella 7

Costo del capitale proprio senza leva finanziaria di BE-NUC e parametri di base (intervallo completo)

Parametro	Ipotesi/approccio	Stima
Tasso privo di rischio	Intervallo di rendimenti delle OLO a 10 anni del 2023	2,5 %- 3,6 %
Premio di rischio del mercato azionario	Stime degli esperti per i mercati maturi	4,6 %- 6,0 %
Coefficiente beta (senza leva finanziaria)	Mediana e media tra elementi comparabili	[0,40-1,00] - [0,40-1,00]
Costo del capitale proprio (senza leva finanziaria)	CAPM	6,2 %- 7,5 %

Fonte: valutazione della proporzionalità degli aiuti: analisi aggiornata dell'allocazione dei rischi e dell'utile sul capitale investito, Compass Lexecon, 29 novembre 2024.

(87) Tenendo conto dei parametri di cui sopra (per possibili intervalli per tutto il 2023), il Belgio stima tre scenari plausibili per il costo del capitale proprio senza leva finanziaria al momento dell'accordo tra le parti nel 2023, corrispondenti a un intervallo compreso tra il 6,8 % e il 7,3 % (cfr. tabella 8).

Tabella 8

Tre scenari per il costo del capitale proprio senza leva finanziaria di BE-NUC (intervallo ridotto)

	Limite inferiore	Scenario di base	Limite superiore
Tasso privo di rischio (media 2023)	3,11 %		
Premio per il rischio azionario (media 2023)	5,27 % (Media di Damodaran 2023)	5,51 % (Media di Damodaran e Kroll)	5,75 % (Media di Kroll 2023)
Beta senza leva finanziaria (media comparabile)	[0,40-1,00] (media semplice, esclusa Iberdrola)	[0,40-1,00] (mediana di cinque imprese)	[0,40-1,00] (media semplice di Fortum e CEZ)
Leva finanziaria	0 %		
Costo del capitale proprio (senza leva finanziaria)	**6,8 %**	**7,1 %**	**7,3 %**

Fonte: SA.106107 Nota integrativa, ulteriori spiegazioni sull'intervallo delle stime dei costi del capitale, Compass Lexecon, 5 dicembre 2024.

3.3.1.3.1.2.3. Limiti delle stime basate sul CAPM del costo del capitale di BE-NUC

(88) Il Belgio riconosce i limiti dell'approccio CAPM per stimare il costo del capitale di BE-NUC, data la mancanza di società quotate direttamente comparabili e le specificità del profilo di rischio e dell'approccio di finanziamento del progetto ([51]). In particolare il Belgio sottolinea la specificità del settore nucleare e la limitata comparabilità ad altri gruppi di attività.

([51]) Non è sempre possibile esprimere tutti i possibili rischi di mercato nell'ambito di un solo parametro, in particolare per gli investimenti privati il cui beta può essere stimato solo a partire da un gruppo di attività aventi comparabilità limitata.

(89) Inoltre il Belgio discute diversi premi, generalmente richiesti dagli investitori per investire concretamente in progetti di investimento a lungo termine comparabili, in aggiunta alla stima del WACC derivante dall'applicazione dell'approccio CAPM. Il Belgio presenta una possibile giustificazione della necessità di tenere conto di tale premio oltre alla stima del WACC, relativa al rischio di dipendenza dal capitale per progetti di investimento a lungo termine, un rischio non diversificabile e non ricompensato nell'ambito del CAPM ([52]). Inoltre un'altra argomentazione addotta per giustificare la necessità di tenere conto di un premio riguarda la carenza di capitali per conseguire gli obiettivi di politica energetica in Europa, in quanto vi è una forte concorrenza tra i progetti disponibili in termini di investimenti, che aumenta il tasso di rendimento richiesto per attrarre capitali. Il Belgio sostiene che è prassi comune tra le società di servizi aggiungere un premio compreso tra l'1,5 % e il 4 % e fornisce alcuni esempi per dimostrarlo ([53]). Infine il Belgio sostiene anche che un'altra giustificazione del fatto che si tenga conto di un premio di finanziamento oltre alla stima del WACC è costituita dal premio per illiquidità ([54]), data la natura di tale investimento, che è sostenuto sia da studi accademici (che indicano un intervallo pertinente compreso tra lo 0,7 % e il 7,3 %) ([55]) sia da operatori del settore ([56]). Detti premi potrebbero essere aggiunti alle stime del WACC o del costo del capitale proprio ottenute mediante l'approccio CAPM, come spiegato nelle sezioni precedenti, e giustificare l'argomentazione del Belgio secondo cui il TIR obiettivo consiste in un tasso di rendimento prudente data l'esposizione al rischio del progetto.

3.3.1.3.1.3. TIR atteso adeguato in base all'MPRA sulla base delle attuali previsioni dei prezzi di mercato

(90) Il Belgio spiega che l'MPRA comporta che il TIR obiettivo adeguato in base all'MPRA vari in modo dinamico tra il 6 % e l'8 %. Il Belgio sostiene che, sebbene il TIR obiettivo sia fissato al 7 % al lordo dell'adeguamento MPRA, nelle attuali circostanze di mercato (con prezzi di mercato attesi inferiori a quelli previsti al momento del modello finanziario di sottoscrizione), è possibile prevedere un TIR inferiore a quello stimato al momento della negoziazione dell'accordo di remunerazione.

(91) A dimostrazione di ciò, il Belgio ha fornito un'analisi dell'evoluzione delle aspettative di mercato nel periodo 2025-2035, dalla negoziazione dell'accordo di remunerazione, sulla base di diverse fonti, nonché l'impatto di tali proiezioni riviste sul TIR atteso per il progetto LTO (attraverso l'applicazione dell'MPRA).

(92) La figura 1 mostra le curve dei prezzi iniziali alla fine del 2023 (ossia al momento della firma degli accordi). Tra le diverse proiezioni dei prezzi, i prezzi di mercato partono, nello scenario centrale rappresentato dalle linee piene, da un valore di 120 EUR/MWh nel 2025, per poi scendere a un valore medio di 87 EUR/MWh nel periodo fino al 2033.

([52]) Secondo il Belgio, il rendimento stimato dall'analisi basata sul CAPM a partire dalla serie di elementi comparabili non premierà: i) i rischi relativi al carattere privato dell'investimento nell'impresa comune; ii) i rischi specifici per la produzione nucleare; e iii) il profilo di rischio specificato dall'accordo di remunerazione.

([53]) Cfr. ad es., CEER, 2017, pagg. 115-119: *«[i] premi sul costo del capitale per le reti elettriche oscillavano tra lo 0,6 % e il 3,5 % a seconda dell'età dell'investimento (ossia nuovo investimento) e della qualità dell'approvvigionamento»*. Studio sull'adeguatezza e la flessibilità per il Belgio per il periodo 2024-2034, Elia, pag. 382: nello studio, il comportamento degli investitori è stato modellizzato mediante un approccio avverso al rischio aggiungendo al WACC un premio di rendimento minimo del 3,0-8,0 % per compensare i rischi aggiuntivi. Per quanto riguarda in particolare i progetti nucleari, Oxera ha stimato un premio aggiuntivo del 2,0-4,0 %, di cui una metà potrebbe essere attribuibile al costo del capitale proprio per qualsiasi produttore «dati i mercati dell'energia elettrica liberalizzati» e l'altra metà ai «rischi tecnologici e di costruzione» (Oxera, 2005:4). Engie richiede un TIR medio realizzato senza leva finanziaria del [0-5] % oltre al WACC. Fortum richiede un premio del [0-5]-[0-5] % a seconda della tecnologia. L'obiettivo di Iberdrola rispetto al WACC è fissato al [0-5] %.

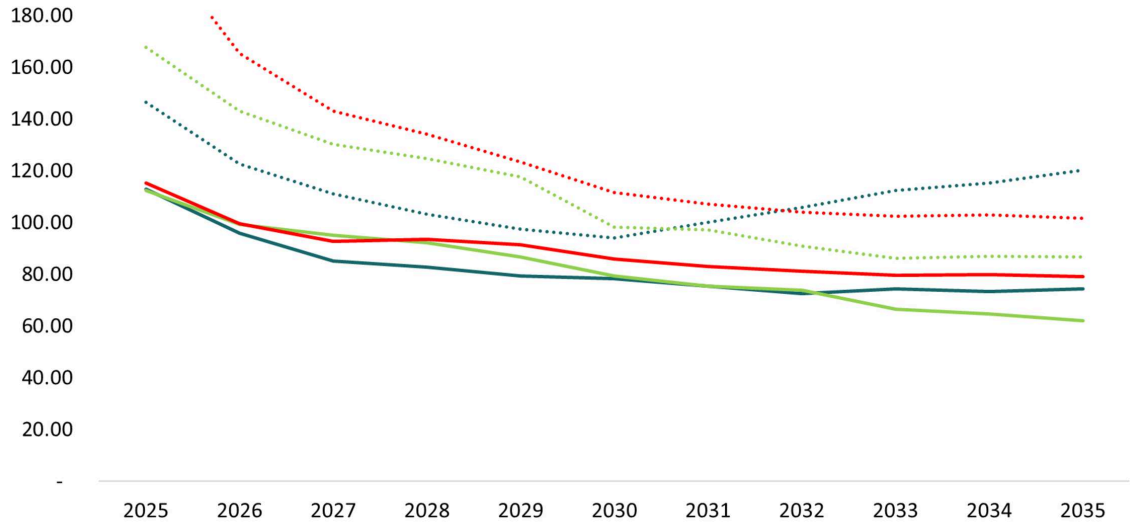
([54]) La commerciabilità o la liquidità di un'attività si riferisce alla misura in cui essa può essere rapidamente convertita in contante senza dover sostenere ingenti costi di transazione o concessioni sui prezzi. Secondo il Belgio, l'illiquidità è importante per gli investitori, in quanto essi chiedono rendimenti più elevati da attività meno liquide, piuttosto che da altre attività simili più liquide. In altre parole, sono necessari rendimenti più elevati a titolo di compensazione per il costo opportunità di non investire in un'attività negoziabile e per sostenere il rischio di perdite sull'investimento illiquido.

([55]) Gli studi accademici dimostrano che gli investitori necessitano di rendimenti per il livello di illiquidità di un investimento. Lo Stato belga ha fornito numerosi riferimenti accademici in materia, tra cui Nair e Radcliffe (1998), Damodaran (2005), Ibbotson (2013), Pemberton (2017), Torchio e Surata (2014), Ilmanen, Chandra e McQuinn (2020), BNP Paribas (2023).

([56]) Le autorità di regolamentazione belghe hanno aggiunto un premio per illiquidità nel determinare il rendimento delle attività regolamentate nel settore del gas. Più di recente, a causa dell'illiquidità e della mancata quotazione del gestore dell'impianto di GNL, CREG ha applicato un fattore di 1,2 al tasso privo di rischio e al premio di rischio per il periodo di regolamentazione 2020-2023.

Figura 1

Curve dei prezzi iniziali del carico di base nel modello finanziario di sottoscrizione (EUR/MWh) (valori del 2022)



Fonte: valutazione della proporzionalità degli aiuti: nota supplementare — Aggiornamento delle proiezioni dei prezzi di mercato e impatto sul TIR attraverso l'MPRA, Compass Lexecon, 11 dicembre 2024.

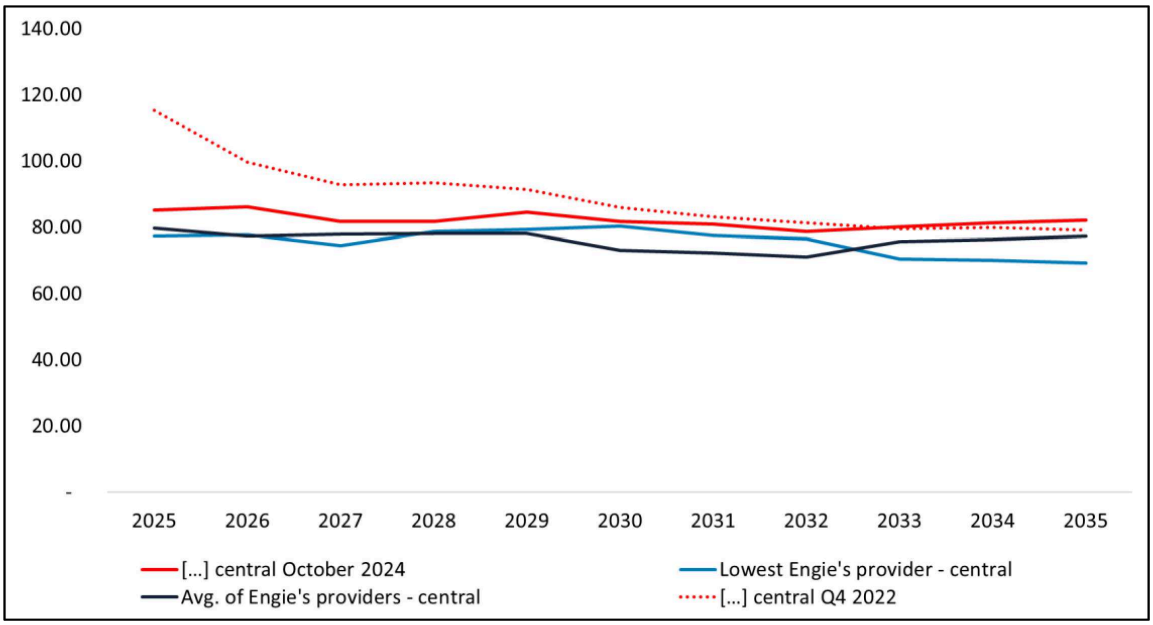
Nota: il nome di ciascun prestatore di servizi non può essere mostrato per motivi di riservatezza. Le linee piene rappresentano le proiezioni dei prezzi di diversi fornitori nello scenario centrale e le linee tratteggiate corrispondono allo scenario al rialzo. La zona grigia [rimossa per motivi di riservatezza] rappresenta il corridoio di prezzo per gli adeguamenti MPRA del prezzo di esercizio, ossia l'intervallo dei prezzi di mercato entro il quale avviene l'adeguamento del prezzo di esercizio, come inizialmente previsto nell'accordo di remunerazione, tralasciando l'aggiornamento di cui alla sezione 3.3.1.3.2. Al di sopra (sotto) di tale intervallo, il prezzo di esercizio è adeguato al valore più alto (basso).

(93) La figura 2 mostra che le attuali proiezioni dei prezzi dell'energia nello scenario centrale ([57]), rappresentate dalle linee piene, hanno visto un calo rispetto a quelle utilizzate al momento del modello finanziario di sottoscrizione. [...] la proiezione dei prezzi nello scenario centrale nel quarto trimestre del 2022, utilizzata tra l'altro come curva di riferimento nel modello finanziario di sottoscrizione, nel grafico è presentata, ad esempio, con una linea tratteggiata rossa. Sebbene alla fine del 2022 i prezzi fossero stimati a 120 EUR/MWh nel 2025, essi sono attualmente stimati a 85 EUR/MWh o addirittura a valori inferiori nel 2025. Gli sviluppi del mercato dal 2022 hanno determinato una riduzione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica previsti per il prossimo decennio, in particolare a causa del calo delle proiezioni dei prezzi delle materie prime (gas e CO_2), tra le altre cose. La figura 2 mostra inoltre che le attuali proiezioni dello scenario centrale prevedono prezzi relativamente stabili tra il 2025 e il 2035, compresi tra 69 EUR/MWh e 86 EUR/MWh.

([57]) Datate al terzo e quarto trimestre del 2022, a seconda del fornitore.

Figura 2

Curve dei prezzi del carico di base aggiornate dell'autunno 2024 (EUR/MWh) (valori del 2022)



Fonte: valutazione della proporzionalità degli aiuti: nota supplementare — Aggiornamento delle proiezioni dei prezzi di mercato e impatto sul TIR attraverso l'MPRA, Compass Lexecon, 11 dicembre 2024.

Nota: le linee piene rappresentano le proiezioni dei prezzi nello scenario centrale dell'autunno 2024. A titolo di confronto, la linea tratteggiata corrisponde alla proiezione dei prezzi di [...] nel quarto trimestre del 2022, utilizzata nel modello finanziario di sottoscrizione. La zona grigia [rimossa per motivi di riservatezza] rappresenta il corridoio di prezzo per gli adeguamenti MPRA del prezzo di esercizio, ossia l'intervallo dei prezzi di mercato entro il quale avviene l'adeguamento del prezzo di esercizio, come inizialmente previsto nell'accordo di remunerazione, tralasciando l'aggiornamento di cui alla sezione 3.3.1.3.2. Al di sopra (sotto) di tale intervallo, il prezzo di esercizio è adeguato al valore più alto (basso).

(94) Sulla base dei dati di cui sopra, il Belgio conclude che le aspettative sui prezzi di mercato sono diminuite.

(95) Il Belgio sostiene che la zona grigia indicata nelle figure precedenti rappresenta il corridoio di prezzo (come inizialmente previsto nell'accordo di remunerazione) per gli adeguamenti MPRA del TIR obiettivo, ossia l'intervallo dei prezzi di mercato entro il quale avviene l'adeguamento del TIR ([58]). Le previsioni sui prezzi di mercato più bassi suggeriscono quindi un calo del TIR atteso adeguato in base all'MPRA. In base ai parametri MPRA inizialmente previsti nell'accordo, il TIR previsto per il progetto LTO sarebbe pari al 6,7 % (se tutte le ipotesi del modello finanziario di sottoscrizione fossero soddisfatte) nel terzo trimestre del 2024. Con i parametri MPRA aggiornati (cfr. sezione 3.3.1.3.2), che rendono il TIR e le entrate di BE-NUC più sensibili alle condizioni dei prezzi di mercato, il TIR atteso sarebbe ridotto al 6,5 % (se tutte le ipotesi del modello finanziario di sottoscrizione sono soddisfatte) tenendo conto delle stesse proiezioni di prezzo (cfr. tabella 9).

([58]) I prezzi al di fuori del corridoio comportano lo stesso adeguamento del limite esterno più vicino del corridoio. Tale adeguamento è in linea con un TIR obiettivo, con il limite superiore del corridoio fissato all'8 % e il limite inferiore al 6 %.

Tabella 9

TIR atteso (con MPRA originale e aggiornato) rispetto al TIR obiettivo (terzo trimestre del 2024)

TIR obiettivo prima dell'adeguamento MPRA	Scenario di riferimento	Prezzo medio di mercato (EUR/MWh) (valori del 2022)	Prezzo di esercizio preliminare (EUR/MWh) (valori del 2022)	TIR atteso con parametri MPRA originali (+/– 30 %)	TIR atteso con parametri MPRA aggiornati (+/– 20 %)
7 %	Media dei fornitori; scenario centrale; terzo trimestre 2024	[70-80]	[80-90]	6,7 %	6,5 %

Fonte: valutazione della proporzionalità degli aiuti: nota supplementare — Aggiornamento delle proiezioni dei prezzi di mercato e impatto sul TIR attraverso l'MPRA, Compass Lexecon, 11 dicembre 2024.

3.3.1.3.2. Contratto bidirezionale per differenza («CfD»)

(96) Il contratto bidirezionale per differenza si applicherà tra lo Stato belga e BE-NUC, nonché tra lo Stato belga e Luminus, l'altro comproprietario dei due reattori nucleari. Ciò significa che lo Stato belga garantirà un prezzo obiettivo predefinito (il «prezzo di esercizio»), che sarà indicizzato per tutto il periodo dell'accordo di remunerazione, per la produzione aggregata di energia elettrica misurata delle unità LTO. Se il prezzo di mercato di riferimento è superiore al prezzo di esercizio, BE-NUC e Luminus verseranno allo Stato belga la differenza positiva moltiplicata per la produzione effettiva misurata. Se il prezzo di mercato di riferimento è inferiore al prezzo di esercizio, lo Stato belga verserà a BE-NUC e Luminus la differenza negativa moltiplicata per la produzione effettiva misurata. I conguagli divengono esigibili alla prima data di alimentazione (la data in cui l'unità LTO in questione immette energia elettrica nella rete ad alta tensione per la prima volta dopo il termine legale iniziale) e saranno effettuati in proporzione alla quota di BE-NUC e Luminus dell'energia generata dalle unità LTO.

(97) I principali parametri del contratto per differenza sono i seguenti:

a) il prezzo di mercato di riferimento, che fa riferimento al prezzo a pronti del mercato del giorno prima nella zona di offerta belga;

b) il prezzo di esercizio, definito da BE-NUC sulla base di un modello finanziario che deve essere approvato dalla controparte dell'accordo di remunerazione per riflettere gli effettivi costi operativi, di capitale e di finanziamento di BE-NUC per l'estensione del ciclo di vita delle unità LTO a partire dal 21 luglio 2022 (quindi stimato come costo livellato dell'energia elettrica, «LCOE»). Il prezzo di esercizio sarà inizialmente ponderato al raggiungimento di un tasso interno di rendimento («TIR») obiettivo medio del 7 % (nominale e al netto delle imposte) (cfr. sezione 3.3.1.3.1).

(98) Secondo il Belgio, sulla base di un'analisi indipendente di Compass Lexecon ([59]), la scelta iniziale del prezzo di mercato del giorno prima come prezzo di mercato di riferimento nel contratto per differenza è adatta nel contesto del progetto LTO, in particolare nel periodo dei lavori (la fase di riavvio, fino al 31 dicembre 2028). Il Belgio sostiene inoltre che la flessibilità insita nell'accordo di remunerazione apre la strada a scelte alternative relative al prezzo di mercato di riferimento nel corso della durata del contratto, in funzione dell'evoluzione del contesto e delle esigenze del mercato belga, mantenendo al contempo l'equilibrio rischio/rendimento del modello di contratto per differenza iniziale. Il Belgio giustifica inoltre l'uso del mercato del giorno prima sulla base degli elementi che seguono:

a) il mercato del giorno prima rappresenta un riferimento adeguato in Belgio, in quanto trasparente, solido e relativamente liquido rispetto ad altri mercati del paese. Il Belgio osserva inoltre che il mercato del giorno prima non conferisce alcuna discrezionalità per quanto riguarda la scelta degli acquirenti, in quanto il volume è offerto in occasione di un'asta anonima. Inoltre l'asta del mercato del giorno prima concentra l'offerta e la domanda su un periodo che massimizza la profondità del mercato;

([59]) Compass Lexecon, nota del 28 maggio 2024, «*Analysis of the market reference price and balancing cost allocation, and comment on CREG's advice*».

b) il prezzo di mercato di riferimento prescelto, in combinazione con alcune disposizioni specifiche del contratto per differenza, come l'MPRA e gli incentivi alla modulazione, mantiene gli incentivi a operare e a partecipare in modo efficiente al mercato dell'energia elettrica promuovendo, per quanto possibile, la produzione in orari in cui i prezzi di mercato sono elevati e la modulazione in orari in cui sono bassi;

c) la scelta iniziale del prezzo del mercato del giorno prima come prezzo di mercato di riferimento, unitamente alle modalità di commercializzazione previste dalla strategia riveduta per l'offerta e gli squilibri (cfr. sezione 3.3.1.5), consente un'adeguata gestione del rischio di mercato per BE-NUC, in quanto granulare e favorevole all'abbinamento del prezzo del mercato di riferimento ai prezzi del mercato del giorno prima rilevati. A tale riguardo, il prezzo del mercato del giorno prima è particolarmente adatto come prezzo di mercato di riferimento nel periodo iniziale dei lavori LTO, in particolare rispetto ai prodotti a lungo termine. Secondo il Belgio, la vendita sul mercato del giorno prima riduce il rischio di mercato per BE-NUC rispetto all'utilizzo di futures, in quanto consente di soddisfare meglio lo specifico modello di disponibilità durante la fase iniziale dei lavori LTO. L'utilizzo di futures potrebbe comportare ulteriori rischi di mercato per BE-NUC, per via del maggiore rischio di interruzioni non programmate nel periodo iniziale dei lavori LTO (ossia se l'energia elettrica venduta in anticipo non può essere fornita e deve essere riacquistata, eventualmente a un prezzo di mercato più elevato, ad esempio sul mercato del giorno prima).

(99) Il Servizio pubblico federale («SPF») per l'economia ha commissionato uno studio sulla strategia di gestione del rischio di mercato di BE-WATT (controparte del contratto per differenza). Lo studio in corso mira ad adottare misure preparatorie per rendere operativa la BE-WATT, in particolare per quanto riguarda i suoi compiti in materia di gestione dei rischi. In particolare:

a) lo studio individuerà e analizzerà i principali rischi di mercato cui è esposta BE-WATT nel contesto dei prossimi contratti per differenza in materia nucleare ed energia eolica offshore, concentrandosi sui rischi legati al volume e al prezzo;

b) lo studio individuerà e analizzerà una serie di potenziali strategie di gestione dei rischi per BE-WATT (portafoglio di strumenti/prodotti di copertura, quota, durata, tempi di copertura, opzioni di progettazione), considerando in particolare i) il loro possibile ruolo nella gestione dei rischi di mercato derivanti dalla posizione aperta di BE-WATT dovuta ai contratti per differenza; e ii) il loro possibile contributo alla liquidità e allo sviluppo del mercato. Lo studio tiene conto principalmente di due tipi di prodotti di copertura: i) gli accordi di compravendita di energia elettrica; e ii) i contratti forward; questi ultimi principalmente sotto forma di strumenti standardizzati negoziati in sedi organizzate, solitamente denominati «futures». In entrambi i casi sono presi in considerazione i contratti finanziari;

c) le strategie di copertura basate su contratti future contribuiranno alla liquidità del mercato a termine belga in relazione a una serie di scadenze contrattuali (settimane, mesi, anni), dati i volumi significativi in gioco (diversi GW di capacità nucleare ed eolica offshore nell'ambito del contratto per differenza). L'impatto esatto sulla liquidità del mercato a termine dipenderà dal volume dei contratti venduti da BE-WATT per le diverse scadenze.

(100) Il governo belga, in qualità di controparte dell'accordo di remunerazione, può rivedere la scelta iniziale del prezzo di mercato di riferimento fino a tre volte per la durata del contratto, fatto salvo l'accordo di BE-NUC e Luminus, a partire dalla fine del periodo iniziale dei lavori LTO, ad esempio in funzione dell'evoluzione del contesto e delle esigenze del mercato belga, mantenendo al contempo l'equilibrio rischio/rendimento del modello di contratto per differenza iniziale.

(101) Il prezzo di esercizio sarà indicizzato annualmente con riferimento a un calcolo di indicizzazione ponderata e potrà essere rivisto in momenti specifici:

a) «prezzo di esercizio preliminare»: nello scenario di base, il Belgio ipotizza che i costi di ammodernamento delle unità LTO ammontino a circa [2-2,5] miliardi di EUR che, insieme ad altri costi relativi al progetto LTO (ad esempio, i costi operativi e di manutenzione durante il periodo LTO), si traducono in un prezzo di esercizio preliminare di [80-90] EUR per MWh;

b) «prezzo di esercizio iniziale»: il valore effettivo del prezzo di esercizio sarà fissato da BE-NUC sulla base di un modello finanziario approvato dalla controparte dell'accordo di remunerazione nel corso del 2025, prima della data di riavvio delle unità LTO, sulla base del costo di estensione del loro funzionamento in base ai requisiti di sicurezza nucleare (l'ambito di applicazione di questi ultimi è definito dall'Agenzia belga per la sicurezza nucleare), nonché a costi non connessi alla sicurezza, entrambi stimati sulla base di preventivi presentati dai contraenti o valutati dai gruppi tecnici dell'operatore nucleare;

c) «prezzo di esercizio rivisto»: il prezzo di esercizio iniziale sarà ricalcolato quanto prima dopo il 31 dicembre 2028 («data di adeguamento») per riflettere i tempi effettivi di riavvio, le interruzioni delle unità LTO, i costi operativi, di capitale e di finanziamento fino a tale data (sulla base delle fatture effettive) e le proiezioni rivedute di tali costi per il restante periodo di proroga di 10 anni, mediante un accordo scritto tra BE-NUC e la controparte dell'accordo di remunerazione;

d) «eventi di riapertura»: dopo la data di adeguamento, il prezzo di esercizio sarà in linea di principio fisso e non sarà ricalcolato, fatta eccezione per specifici eventi qualificanti, gli eventi di riapertura.

(102) Il prezzo di esercizio sarà calcolato utilizzando le informazioni del modello finanziario dettagliato che sarà prodotto e aggiornato da BE-NUC, entro i parametri notificati dal Belgio. Il modello finanziario (e i relativi aggiornamenti) è soggetto all'approvazione della controparte dell'accordo di remunerazione. In caso di mancata approvazione, BE-NUC e la controparte possono rinviare la determinazione del modello finanziario a un esperto indipendente conformemente a una specifica procedura di valutazione peritale.

(103) Il Belgio sostiene che il contratto per differenza riduce l'esposizione di BE-NUC al rischio di mercato e alle variazioni dei prezzi di mercato.

a) I pagamenti della controparte dell'accordo di remunerazione a favore di BE-NUC sono effettuati quando il prezzo di mercato di riferimento è inferiore al prezzo di esercizio, mentre BE-NUC è responsabile dei pagamenti a favore della controparte quando il prezzo di mercato di riferimento è superiore al prezzo di esercizio.

b) Il modello dell'accordo di remunerazione prevede un tasso di rendimento obiettivo ragionevole per il progetto LTO: il prezzo di esercizio è ponderato al raggiungimento di un TIR obiettivo compreso tra il 6 % e l'8 %, un valore in linea con i parametri di riferimento del settore (cfr. tabella 3) nonché con le stime del WACC (cfr. tabella 6) e del costo del capitale proprio (cfr. tabella 7) del progetto LTO.

(104) Il Belgio sostiene che, sebbene riduca l'esposizione di BE-NUC al rischio di mercato e alle variazioni dei prezzi di mercato, il contratto per differenza prevede meccanismi di ripartizione del rischio che dovrebbero garantire che BE-NUC sia comunque esposta ad alcuni incentivi e rischi di mercato. In particolare, l'accordo di remunerazione prevede un meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi (MPRA) quando i prezzi di mercato risultano inferiori o superiori al prezzo di esercizio.

a) Quando il prezzo di mercato di riferimento è compreso tra il prezzo di esercizio e una soglia minima stabilita, il rendimento obiettivo (sotto forma di prezzo di esercizio inferiore) diminuisce da un TIR del 7 % a un TIR minimo del 6 %.

b) Quando il prezzo di mercato di riferimento è compreso tra il prezzo di esercizio e una soglia massima stabilita, il rendimento obiettivo (sotto forma di prezzo di esercizio più elevato) aumenta fino a raggiungere un TIR massimo dell'8 %.

(105) L'obiettivo dell'MPRA è incentivare BE-NUC a ottimizzare la sua struttura dei costi prima di fissare e rivedere il prezzo di esercizio (2025/2029), a massimizzare la produzione dei reattori quando si prevedono prezzi elevati e il sistema elettrico va incontro alla scarsità e a limitare i proventi straordinari.

(106) L'MPRA è derivato e calcolato come segue:

a) in primo luogo, il prezzo di esercizio è calcolato con un tasso interno di rendimento (TIR) nominale obiettivo al netto delle imposte del 7 %, un ipotetico prezzo di esercizio inferiore con un TIR obiettivo del 6 % (soglia inferiore) e un ipotetico prezzo di esercizio superiore con un TIR obiettivo dell'8 % (soglia superiore);

b) successivamente, l'intervallo tra il prezzo di esercizio e la soglia superiore (e la rispettiva inferiore) è diviso in 20 valori positivi (e rispettivi negativi) («valori MPRA»). Tali valori sono utilizzati per adeguare il prezzo di esercizio ai fini della liquidazione del conguaglio ai sensi del contratto per differenza;

c) l'adeguamento del prezzo di esercizio dipende dal rapporto tra il prezzo di mercato di riferimento e il prezzo di esercizio (il rapporto PMR):

— se il rapporto è pari o superiore a 1,20, il prezzo di esercizio MPRA è portato alla soglia superiore aggiungendo i 20 valori MPRA positivi al prezzo di esercizio;

— se il rapporto è pari o inferiore a 0,80, esso è ridotto alla soglia inferiore;

— tra queste soglie, l'adeguamento del prezzo di esercizio in base all'MPRA avviene all'interno dell'intervallo calcolato. Ad esempio, un rapporto di 1,19 determina un adeguamento al rialzo di 19 valori MPRA, mentre un rapporto di 1,10 determina un adeguamento di 10 valori MPRA;

d) di conseguenza, quando il prezzo di mercato di riferimento è superiore al prezzo di esercizio, il prezzo di esercizio adeguato in base all'MPRA determina un TIR del progetto superiore, fino all'8 %, date le stesse ipotesi di base;

e) in alternativa, quando il prezzo di mercato di riferimento è inferiore al prezzo di esercizio, il prezzo di esercizio adeguato in base all'MPRA determina un TIR del progetto inferiore, fino al 6 %.

(107) Nella progettazione iniziale dell'MPRA («MPRA iniziale»), l'intervallo tra il prezzo di esercizio e la soglia superiore (e la rispettiva inferiore) è diviso in 30 «valori MPRA» positivi (e rispettivi negativi). Rispetto all'«MPRA iniziale», l'«MPRA aggiornato» è attivato più rapidamente, ossia il meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi corrisponde a un corridoio dei prezzi di mercato con intervalli di +/– 20 % anziché +/– 30 %.

(108) Di conseguenza, il Belgio sostiene che l'MPRA (aggiornato) fornisce a BE-NUC incentivi (più) forti a:

a) ottimizzare la struttura dei costi prima di fissare e rivedere il prezzo di esercizio. Una revisione del prezzo di esercizio avrà luogo rispettivamente prima della data di riavvio delle unità LTO (2025) e dopo la data di adeguamento (2028). Il Belgio sostiene che un costo inferiore determina un prezzo di esercizio inferiore e una maggiore probabilità che il prezzo di mercato sia superiore a quello di esercizio, e pertanto prevede un TIR più elevato (e riduce l'importo che lo Stato belga deve potenzialmente pagare nell'ambito dei conguagli);

b) programmare la manutenzione durante i periodi in cui sono previsti i prezzi più bassi;

c) limitare i potenziali profitti straordinari. Come spiegato dal Belgio, l'MPRA è fissato entro un intervallo predeterminato (rapporto PMR compreso tra 0,80 e 1,20). Qualsiasi prezzo di mercato di riferimento al di fuori di tale intervallo non comporta un ulteriore adeguamento del prezzo di esercizio e, di conseguenza, diventa pienamente parte del conguaglio. Di conseguenza i profitti straordinari non possono essere realizzati a partire da prezzi di mercato elevati.

(109) Inoltre il Belgio sostiene che, nel modello di contratto per differenza modificato, l'autorità decisionale che stabilisce il momento in cui dovrebbe essere adottata una decisione di modulazione economica è trasferita al partner dell'EMSA (cfr. sezione 3.3.1.5). La remunerazione dell'EMSA sarà non solo fissata, come inizialmente previsto, ma anche resa variabile, in aggiunta a una quota fissa, e saranno pertanto forniti incentivi per utilizzare al meglio lo stock limitato di 30 modulazioni per ciclo del combustibile (cfr. considerando 13). Rispetto al modello di contratto per differenza iniziale, in virtù del quale sono state adottate le decisioni di modulazione sulla base di una soglia di modulazione fissa, il modello di contratto per differenza modificato non si basa più su una soglia di modulazione fissa, bensì incentiva l'esecuzione delle modulazioni nei momenti in cui esse sono più redditizie (ossia quando si prevede che i prezzi saranno fortemente negativi per un periodo di tempo sufficientemente lungo). La remunerazione dell'EMSA è illustrata in dettaglio nella sezione 3.3.1.5.2.

(110) Infine il Belgio sostiene che, per i motivi di cui al considerando 80 della decisione di avvio, il contratto per differenza rappresenta uno strumento adeguato e proporzionato per affrontare i fallimenti del mercato e i rischi nucleari specifici individuati, conseguendo così gli obiettivi della misura, preservando al contempo segnali del mercato efficienti. Il Belgio chiarisce che gli eventuali proventi del contratto per differenza confluiranno nel bilancio generale dello Stato, ma saranno soggetti a una contabilità separata. Saranno utilizzati principalmente per finanziare i pagamenti della controparte dell'accordo di remunerazione ai sensi del contratto. Qualora i proventi del contratto per differenza superino gli importi necessari per finanziarne i costi, essi potrebbero essere utilizzati per finanziare i costi di un altro contratto per differenza. Il Belgio si impegna a far sì che eventuali proventi residui del contratto siano utilizzati al fine di essere distribuiti alle imprese. Il Belgio si impegna inoltre a informare la Commissione nel caso in cui i proventi del contratto per differenza siano distribuiti alle imprese e, se necessario, a notificare tale misura. Il Belgio conferma inoltre di aver incluso clausole penali in caso di risoluzione anticipata unilaterale indebita del contratto per differenza.

3.3.1.3.3. MOCP e strumento relativo al capitale circolante

(111) Se le entrate di BE-NUC non sono sufficienti a coprire i costi pagabili in qualunque mese a norma dell'accordo operativo e di manutenzione, nonché eventuali altri costi di capitale operativi, di carburante e di manutenzione necessari per il funzionamento delle unità LTO, la controparte dell'accordo di remunerazione è tenuta a versare a BE-NUC un importo integrativo per garantire un flusso di cassa sufficiente a coprire tali costi, al fine di assicurare la redditività economica a lungo termine dell'impresa comune ([60]).

([60]) BE-NUC presenta, a tale riguardo, una relazione annuale di riconciliazione. Se l'importo indicato nella relazione è inferiore agli importi minimi aggregati dei costi operativi, la controparte dell'accordo di remunerazione versa a BE-NUC un importo pari al valore assoluto della relativa integrazione. Un pagamento equivalente sarà effettuato a favore di Luminus.

(112) L'MOCP consiste di due componenti: costi operativi minimi: i) un importo integrativo delle entrate per garantire flussi di cassa sufficienti a coprire i costi necessari per il funzionamento delle unità LTO e salvaguardare la redditività economica a lungo termine dell'impresa comune; e ii) una copertura del 50 % dei costi del capitale investito in relazione ai costi di capitale ammortizzati relativi all'estensione del ciclo di vita delle unità LTO (ogni tre anni).

(113) Il Belgio sostiene che ogni singolo evento responsabile della riduzione della disponibilità delle unità LTO per un periodo di tempo significativo nel corso dell'anno e/o di interruzioni ripetute nell'arco di diversi anni può comportare perdite significative per BE-NUC.

(114) Il Belgio ha chiesto a Electrabel di valutare il rischio di gravi eventi imprevisti per tutta la durata del ciclo di vita delle unità LTO sulla base di dati storici. Electrabel sostiene che la probabilità che si verifichi un evento imprevisto significativo ([61]) nel corso dei 10 anni di estensione del ciclo di vita delle unità LTO è elevata. A dimostrazione di ciò, Electrabel ha individuato casi storici di indisponibilità per ciascuno dei sette reattori nucleari nel periodo di 11 anni compreso tra il 2012 e il 2022 (cfr. tabella 10). Electrabel sostiene che questo approccio storico fornisce indicazioni utili per i motivi che seguono:

a) Non esiste una definizione/metodologia unificata per stimare o calcolare la probabilità di eventi di indisponibilità non programmata, né per stimare la durata del periodo di indisponibilità associato a tali eventi;

b) sono disponibili dati omogenei solo per il periodo 2012-2022; tuttavia il parco nucleare belga ha sempre dovuto far fronte a eventi/periodi di indisponibilità significativa dall'inizio delle attività;

c) il diritto belga stabilisce che ogni 10 anni, dal momento in cui la centrale nucleare riceve l'autorizzazione a operare a pieno regime, è opportuno effettuare una valutazione della sicurezza. Tale valutazione è nota come «revisione periodica della sicurezza» («RPS») o «revisione decennale» ([62]). Le ultime revisioni periodiche di Tihange 3 e Doel 4 sono state realizzate nel 2015, durante il periodo in esame (2012-2022) per l'analisi dei rischi. Poiché il periodo di 11 anni dal 2012 al 2022, durante il quale è stato effettuata una revisione periodica della sicurezza per ciascun reattore, corrisponde più o meno alla durata dell'estensione del ciclo di vita delle unità LTO, tale periodo è ritenuto un punto di confronto appropriato.

Tabella 10

Eventi di indisponibilità imprevista presso le sette unità nucleari belghe (2012-2022)

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

Fonte: SA.106107 — Riunione tecnica con la Commissione europea, Necessità, adeguatezza e proporzionalità del prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività e del MOCP, 8 ottobre 2024.

([61]) Per «evento di significativa indisponibilità non programmata» si intende qualsiasi evento imprevisto che comporti un'indisponibilità dell'impianto superiore al 30 % all'anno, equivalente a 3,6 mesi.

([62]) Informazioni dettagliate sulla revisione periodica completa della sicurezza, condotta ogni 10 anni, sono disponibili sul sito web della FANC/AFCN: https://afcn.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique/surete/revisions-decennales.

(115) Dai dati riportati nella tabella 10 emerge che nel periodo 2012-2022 si sono verificati eventi di significativa indisponibilità non programmata al di fuori del controllo dell'operatore nucleare in tutte e sette le unità nucleari, che hanno determinato un'indisponibilità media del 59 % per unità (in aggiunta alle interruzioni programmate), corrispondente a un'indisponibilità media di sette mesi per evento. Per le sette unità nucleari belghe, nel periodo 2012-2022 si sono verificati 11 eventi di significativa indisponibilità non programmata. Tra i motivi dell'indisponibilità imprevista figurano la presenza di fiocchi di idrogeno nel recipiente a pressione del reattore, la degradazione del calcestruzzo (per cui sono necessarie riparazioni importanti), guasti delle attrezzature, perdite e sabotaggio. Il Belgio sostiene pertanto che vi sono stati in media circa 1,6 (11/7) significativi eventi di indisponibilità non programmata per reattore per decennio.

(116) Il Belgio sostiene che, quando in presenza di più unità nucleari (o di un parco nucleare) in funzione, la perdita di entrate durante un periodo di interruzione delle attività di una o più unità può essere parzialmente compensata dalle entrate generate dalle altre unità. Nel caso del progetto LTO, tuttavia, tali rischi sistemici (di eventi di indisponibilità che interessano contemporaneamente la maggior parte delle unità) dovrebbero intensificarsi con la riduzione del parco nucleare belga a partire dal 2025 e la minore diversificazione di quest'ultimo, tanto più che le due unità LTO sono realizzate con la stessa tecnologia. Un evento grave che interessa entrambe le unità LTO per gran parte dell'anno non è pertanto ritenuto improbabile.

(117) La probabilità del 59 % di indisponibilità dell'unità, equivalente a circa sette mesi, corrisponde alla durata media di un evento di significativa indisponibilità non programmata. Electrabel ritiene che tale durata rappresenti una stima realistica sulla base della propria esperienza con la gestione delle unità LTO in Belgio, in quanto eventi significativi richiedono importanti lavori di ingegneria, l'acquisto di pezzi di ricambio, un'analisi dell'impatto sulla sicurezza e discussioni approfondite con l'autorità per la sicurezza nucleare prima del riavvio dei reattori nucleari.

(118) Il Belgio spiega inoltre che le revisioni periodiche della sicurezza basate sull'orientamento SSG-25 dell'AIEA ([63]), che sono state condotte ogni 10 anni dall'inizio delle attività, hanno portato a importanti miglioramenti della progettazione e investimenti intesi a far fronte all'invecchiamento e all'obsolescenza delle unità nucleari, contribuendo a preservarne la sicurezza e l'affidabilità. Tuttavia, nonostante le revisioni periodiche, l'operatore nucleare non può escludere la possibilità che si verifichino nuovi problemi responsabili di periodi di indisponibilità significativa per le unità nucleari.

(119) Al fine di stimare l'impatto di un evento di significativa indisponibilità non programmata su BE-NUC durante il periodo di estensione del ciclo di vita delle unità LTO e dell'effetto del MOCP, il Belgio ha considerato scenari plausibili di eventi di grave indisponibilità (cfr. tabella 11) sulla base dei dati della tabella 10. Come per altre valutazioni, per i calcoli illustrativi il Belgio si è basato sul modello finanziario di sottoscrizione datato 13 dicembre 2023.

a) Lo scenario 1 ipotizza un'indisponibilità media del 59 %, oltre alle interruzioni programmate, separatamente per Doel 4 e Tihange 3 in anni diversi (2030 e 2033). In tale scenario, il MOCP non sarebbe attivato. Il progetto LTO continuerebbe a generare entrate annuali superiori (rispetto ai costi) di [0-200] milioni di EUR per Doel 4 e di [0-200] milioni di EUR per Tihange 3, ma il TIR del progetto non supererebbe il [0-5] %.

b) Lo scenario 2 rappresenta una situazione in cui entrambe le unità LTO sono contemporaneamente indisponibili per un intero anno nel periodo 2029-2035 (ossia la fase di piena produzione successiva al riavvio delle unità LTO). In questo caso, il MOCP è attivato e ammonterebbe a pagamenti a favore di BE-NUC da [700-1 000] milioni di EUR a [1 000-1 300] milioni di EUR all'anno, a seconda dell'anno di indisponibilità. Il Belgio ha fornito due esempi concreti (scenario più o meno negativo) per simulare l'impatto sul progetto LTO:

— nel 2029 (scenario più negativo), il progetto LTO genererebbe un valore attuale netto («VAN») negativo di [0-200] milioni di EUR, con un TIR del [0-5] %.

— Nel 2034 (scenario meno negativo), l'impatto di un evento di significativa indisponibilità non programmata sugli azionisti dell'impresa comune e su BE-NUC sarebbe relativamente inferiore, in quanto il progetto LTO ha raggiunto la fine del periodo di 10 anni. Il progetto LTO genererebbe un VAN negativo di [0-200] milioni di EUR, con un TIR del [5-10] %.

([63]) Norme di sicurezza dell'AIEA, *Periodic Safety Review for Nuclear Power Plants*, STI/PUB/1588.

c) Lo scenario 3 ipotizza una situazione in cui entrambe le unità LTO sono contemporaneamente indisponibili per l'intero anno durante la fase di riavvio, ossia il periodo 2026-2028, caratterizzato da una produzione limitata durante i lavori. In tale periodo, le unità LTO dovrebbero funzionare a meno del 50 % della loro capacità ed è più probabile (rispetto alla fase di funzionamento) che qualsiasi ulteriore indisponibilità non programmata renda le unità LTO indisponibili per l'intero anno, per cui eventuali perdite saranno dapprima coperte dal prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività. In questo caso, il MOCP è attivato, ma né BE-NUC né Luminus dovrebbero generare profitti durante la fase di riavvio; eventuali eventi imprevisti non avrebbero alcun ulteriore impatto sulla redditività.

Tabella 11

Impatto illustrativo di tre scenari plausibili di eventi di significativa indisponibilità non programmata su BE-NUC e sulla controparte dell'accordo di remunerazione, sulla base del modello finanziario di sottoscrizione

	Impatto su BE-NUC		Impatto sul pagamento del MOCP da parte della controparte dell'accordo di remunerazione
	Prestazione LTO	TIR	
Scenario 1 Indisponibilità del 59 % per T3 nel 2030 e per D4 nel 2033	2030: entrate eccedenti rispetto ai costi di [0-200] milioni di EUR 2033: entrate eccedenti rispetto ai costi di [0-200] milioni di EUR (VAN di meno [100-300] milioni di EUR)	[0-5] %	Non attivato
Scenario 2 Contagio che interessa entrambe le unità contemporaneamente per un intero anno durante il periodo della fase di funzionamento	**2029**		
	Nessun ricavo di mercato realizzato nel 2029 (VAN di meno [0-200] milioni di EUR)	[0-5] %	Attivato: [700-1 000] milioni di EUR Assenza del MOCP: fallimento di BE-NUC
	2034		
	Nessun ricavo di mercato realizzato nel 2034 (VAN di meno [0-200] milioni di EUR)	[5-10] %	Attivato: [1 000-1 300] milioni di EUR Assenza del MOCP: fallimento di BE-NUC
Scenario 3 Contagio che interessa entrambe le unità contemporaneamente per un intero anno (2028) durante il periodo di avviamento	Ricavo di mercato realizzato nel 2028 (VAN di 0 milioni di EUR)	[5-10] %	Attivato: [600-800] milioni di EUR Assenza del MOCP: fallimento di BE-NUC

Fonte: SA.106107 — Riunione tecnica con la Commissione europea, Necessità, adeguatezza e proporzionalità del prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività e del MOCP, 8 ottobre 2024; SA.106107 — Risposta del Belgio alla richiesta di informazioni del 1º ottobre 2024, 1º novembre 2024 (versione aggiornata).

(120) Il Belgio sostiene che l'analisi di cui sopra dimostra che il MOCP è concepito per coprire gli effetti di potenziali eventi gravi che minacciano la redditività economica dell'impresa comune e lascia che quest'ultima si faccia carico di molti rischi di indisponibilità: nello scenario 1, il MOCP non è attivato se si verifica un evento mediamente grave; esso non garantisce inoltre i rendimenti agli azionisti che continuano a sostenere il rischio di non recuperare i loro investimenti.

(121) In alcuni scenari il MOCP potrebbe potenzialmente comportare un costo relativamente significativo per lo Stato belga, in quanto sarà attivato per far fronte agli eventi di indisponibilità ad alto impatto, come illustrato in precedenza. Per rispondere a tale preoccupazione, il Belgio ha introdotto un massimale per i pagamenti MOCP. Di conseguenza, la controparte dell'accordo di remunerazione (lo Stato belga) eserciterà il diritto di risoluzione ai sensi di detto accordo ([64]) nel caso in cui il MOCP raggiunga un importo versato di 2 miliardi di EUR («attivazione del MOCP»), a condizione che ciò risulti appropriato alla luce, tra l'altro:

— delle cause dell'attivazione del MOCP;

— del suo potenziale impatto a breve e lungo termine;

— delle prospettive applicabili in relazione ai pagamenti MOCP conformemente all'accordo di remunerazione (in assenza di risoluzione);

— dell'importo (previsto) degli oneri di risoluzione dovuti; e

— delle implicazioni per la sicurezza dell'approvvigionamento.

(122) Il Belgio sostiene che vi sono circostanze in cui una risoluzione non sarebbe appropriata:

— quando, a seconda del diritto di risoluzione applicabile, l'eventuale onere di risoluzione pertinente è superiore ai futuri pagamenti MOCP previsti;

— quando gli oneri e i costi sostenuti, tra gli altri, dallo Stato belga per la capacità di sostituzione superano i pagamenti MOCP previsti; e

— quando la capacità di sostituzione non è disponibile.

(123) Nel caso in cui la controparte dell'accordo di remunerazione decida di non esercitare il suo diritto o i suoi diritti di risoluzione, il Belgio presenterà la relativa motivazione alla Commissione a fini di valutazione.

(124) L'importo dell'attivazione del MOCP corrisponde al limite superiore dei pagamenti MOCP in uno scenario in cui entrambe le unità LTO sono contemporaneamente indisponibili per due anni consecutivi. I pagamenti MOCP previsti per le chiusure biennali dipenderanno in effetti dall'anno in cui tali chiusure avranno luogo. Il Belgio ha fornito calcoli annuali per i pagamenti MOCP annuali e totali per due anni consecutivi (cfr. tabella 12) sulla base delle previsioni preliminari del modello finanziario di sottoscrizione datato 13 dicembre 2023.

Tabella 12

Simulazione pagamenti MOCP

Periodo di indisponibilità del 100 %	Costo MOCP anno 1 (milioni di EUR)	Costo MOCP anno 2 (milioni di EUR)	Costo totale MOCP (milioni di EUR)
2026-2027	[600-800]	[600-800]	[1 100-1 300]
2027-2028	[600-800]	[600-800]	[1 200-1 400]
2028-2029	[600-800]	[800-1 000]	[1 400-1 600]
2029-2030	[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	[800-1 000]	[800-1 000]	[1 800-2 000]
2033-2034	[800-1 000]	[1 000-1 200]	[1 900-2 100]
2034-2035	[1 000-1 200]	[600-800]	[1 700-1 900]

Fonte: autorità belghe.

([64]) Il Belgio ha fornito una panoramica dettagliata dei diritti di risoluzione previsti dall'accordo di remunerazione e ha dichiarato che l'accordo prevede anche, oltre a tali diritti, un «protocollo unico per le unità LTO» che riflette in molti modi il regime dei diritti di recesso, ma si applica unicamente all'eliminazione di un'unità LTO dall'ambito di applicazione dell'accordo di remunerazione prima della data di riavvio delle unità LTO.

(125) Per stimare il periodo di due anni di riferimento utilizzato per calcolare il massimale proposto di 2 miliardi di EUR per il MOCP, il Belgio fornisce alcuni esempi di reattori nucleari che sono stati definitivamente chiusi per motivi tecnici negli Stati Uniti (dato che finora ciò non è mai avvenuto in Europa) ([65]). Secondo il Belgio, tali esempi dimostrano che detto periodo di riferimento è in linea con la realtà industriale, in quanto un periodo di due anni successivo all'individuazione di un problema che richiede la chiusura di entrambe le unità LTO può di norma essere considerato un limite ragionevole per rivalutare il proseguimento delle attività di riparazione o per prendere in considerazione la chiusura definitiva.

(126) Al fine di attivare il MOCP, BE-NUC acquisterà, dai suoi azionisti o da un soggetto esterno, uno strumento relativo al capitale circolante al più tardi alla prima data di riavvio delle unità LTO. Lo strumento serve a finanziare il fabbisogno di capitale circolante derivante dal funzionamento delle unità LTO. BE-NUC sarà autorizzata ad attingere allo strumento per il capitale circolante se la differenza tra i flussi finanziari in entrata e quelli in uscita è inferiore alle spese operative stimate del prossimo periodo di spesa stabilito nell'accordo di remunerazione. L'importo dello strumento è almeno pari alle spese operative medie aggregate stimate relative a un periodo di tre mesi. In effetti, lo strumento per il capitale circolante funge da ponte infrannuale verso il MOCP annuo, fungendo da linea di credito rotativa che sarebbe rimborsata annualmente, se utilizzata, dal MOCP fornito dal Belgio.

(127) Non sono ancora noti i termini dello strumento, che deve essere acquistato a condizioni di mercato al più tardi alla prima data di riavvio delle unità LTO. Tuttavia il Belgio ha ulteriormente chiarito che il tasso di interesse dello strumento per il capitale circolante sarà determinato utilizzando la medesima metodologia concordata per i prestiti degli azionisti (cfr. considerando 63).

3.3.1.3.4. Prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività

(128) Oltre al MOCP, che fornisce una stabilità finanziaria per l'intero periodo di 10 anni dell'estensione del ciclo di vita, durante i primi tre anni del progetto LTO (fase di riavvio), il governo belga concederà un prestito a BE-NUC e a Luminus a condizioni identiche. L'entità dei prestiti sarà stabilita in base alla loro quota proporzionale nelle unità LTO e, di conseguenza, in base alla rispettiva quota nei costi operativi e di arresto al 1º luglio 2025. Come indicato dal Belgio, i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono forniti per garantire liquidità fino al 2028, in quanto i costi operativi non possono essere finanziati dai flussi di cassa, assenti per via dei lavori LTO.

(129) I prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, forniti a un tasso di interesse limitato e rimborsabili secondo un calendario di rimborso specificato, sono composti da due diversi strumenti (uno per unità LTO), ciascuno costituito da due tranche:

a) una tranche relativa ai costi di arresto dell'unità pertinente, sostenuti da BE-NUC e Luminus dalla data legale di arresto fino alla data di riavvio dell'unità in questione: questa tranche finanzia e copre i costi necessari al mantenimento delle unità LTO fino alla data di riavvio. Nel caso in cui i costi relativi periodo di arresto fossero superiori al previsto, la controparte dell'accordo di remunerazione è tenuta a garantire il ridimensionamento della tranche;

b) una tranche relativa alla copertura dei costi operativi e una parte dei costi di capitale sostenuti in relazione all'unità in questione fino alla data di adeguamento del 31 dicembre 2028; questa tranche è utilizzata per coprire le carenze dei flussi di cassa operativi verificatesi prima del 31 dicembre 2028. Tuttavia eventuali ulteriori perdite causate da interruzioni non programmate devono essere coperte dal MOCP.

(130) I termini dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono indicati al considerando 96 della decisione di avvio e non sono stati modificati. Tali prestiti sono rimborsabili con un interesse fino al 6 % e *pari passu* ai rendimenti degli azionisti. Per quanto riguarda la metodologia utilizzata per determinare il tasso di interesse, il Belgio spiega che questo è il risultato di una negoziazione tra le parti dell'accordo di remunerazione e che il tasso massimo del 6 % corrisponde al limite inferiore dell'intervallo del TIR obiettivo compreso tra il 6 % e l'8 % (considerando l'MPRA).

([65]) Ad esempio, Crystal River 3 è stato definitivamente chiuso nel 2013, tre anni e mezzo dopo l'individuazione di un problema grave. Analogamente, a distanza di un anno e mezzo dall'individuazione di un problema grave, sono stati chiusi San Onofre 2 e 3.

(131) Come indicato al considerando 97 della decisione di avvio, i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività dovrebbero essere erogati per un importo aggregato di [500-700] milioni di EUR in [...] rate dal [...] al [...], rimborsati in tre rate da [...] a [...], compresi gli interessi capitalizzati. Tali calcoli e importi saranno aggiornati nel modello finanziario approvato dalla controparte dell'accordo di remunerazione nel corso del 2025, prima della data di riavvio delle unità LTO, sulla base del costo dell'estensione delle attività in base ai requisiti di sicurezza nucleare, stabiliti dall'agenzia belga per la sicurezza nucleare; il costo è stimato sulla base di preventivi presentati dai contraenti.

(132) Il Belgio sostiene che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività non avvantaggiano in modo sproporzionato gli azionisti: il rischio di mancata realizzazione dei rendimenti attesi è ripartito in modo proporzionale tra gli azionisti dell'impresa comune e la controparte dell'accordo di remunerazione, in quanto con profitti inferiori diminuiranno sia il TIR del progetto LTO che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività. In effetti, questi ultimi non saranno rimborsati (affatto) solo se il progetto LTO non genererà profitti sufficienti per pagare eventuali utili sul capitale investito degli azionisti ([66]). Di conseguenza, il Belgio sostiene che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività non comportano rischi aggiuntivi per il fornitore dell'accordo di remunerazione al di là dei rischi legati ai risultati e alla redditività del progetto LTO, in quanto lo strumento non è utilizzato per finanziare le spese in conto capitale (solo i costi di capitale ammortizzati dell'estensione del ciclo di vita delle unità LTO durante la fase di riavvio).

3.3.1.4. Accordo operativo e di manutenzione

(133) Ai sensi dell'accordo operativo e di manutenzione, Electrabel deve fornire a BE-NUC:

a) «servizi LTO»: a decorrere dalla data di conclusione dell'operazione, i lavori e i servizi necessari per estendere di 10 anni il ciclo di vita di ciascuna unità LTO; e

b) «servizi operativi e di manutenzione»: dal termine del ciclo di vita legale iniziale di ciascuna unità LTO, i servizi relativi alla gestione e alla manutenzione delle unità LTO, dei sistemi e delle attività comuni, nella misura in cui sono utilizzati in relazione alle unità LTO (compresi i servizi di gestione dei rifiuti).

(134) Alcuni servizi sono esplicitamente esclusi dall'accordo operativo e di manutenzione, compresi i servizi, i lavori o le attività relativi alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO, che restano di competenza di Electrabel (cfr. sezione 3.3.2.4).

(135) A norma dell'articolo 12.1 dell'accordo operativo e di manutenzione e fatte salve talune modifiche ed eccezioni, BE-NUC pagherà a Electrabel l'89,807 % (corrispondente alla partecipazione di Luminus al 10,193 % delle unità LTO) di tutti i costi sostenuti per la fornitura dei servizi LTO e dei servizi operativi e di manutenzione, maggiorati del relativo margine, vale a dire:

— [0-5] % per i costi assicurativi e le imposte;

— [0-5] % per i beni e i servizi forniti dai membri del gruppo Engie; e

— [10-20] % per tutti gli altri costi.

(136) Il Belgio sostiene che i livelli dei margini sono allineati a quelli applicati nell'ambito dell'accordo di partenariato LTO con Luminus (che a sua volta copre un'ampia gamma di servizi, compresi, a titolo non esaustivo, quelli operativi e di manutenzione). L'accordo iniziale relativo a servizi analoghi destinati a un terzo, Luminus, concluso il 26 giugno 2003 e riconfermato il 13 dicembre 2023, rappresenta un riferimento pertinente a sostegno della posizione secondo cui l'accordo operativo e di manutenzione riflette i costi a condizioni di mercato delle attività nucleari. Il Belgio sostiene inoltre che i rischi finanziari sostenuti da Electrabel sono superiori a quelli derivanti dall'accordo di partenariato con Luminus, in quanto, ai sensi dell'accordo operativo e di manutenzione, il margine di Electrabel sarà ridotto in caso di superamento dei costi (non giustificabile) (vale a dire i costi non inclusi nel bilancio come proposto da Electrabel e approvato dalle parti) e in caso di indisponibilità dell'impianto oltre un dato obiettivo.

(137) Inoltre il Belgio sostiene che l'accordo operativo e di manutenzione prevede alcuni controlli dei costi, tra cui il diritto di BE-NUC di verificare il calcolo delle tariffe e la prestazione dei servizi da parte di Electrabel, e di chiedere un esame comparativo dei prezzi praticati da Electrabel per i servizi tecnici affiliati.

([66]) Ciò avverrebbe solo se vi fossero diversi anni di indisponibilità sostanziale, ad esempio meno del 60 % ogni anno dal 2029 al 2035.

(138) Infine, in quanto operatore (unico) delle unità LTO e fornitore dei servizi destinati a BE-NUC ai sensi dell'accordo operativo e di manutenzione, Electrabel sarà incentivata a realizzare i risultati tecnici ed economici delle unità LTO. In particolare, ai sensi dell'accordo operativo e di manutenzione:

a) Electrabel sarà tenuta a pagare un risarcimento se la disponibilità delle unità LTO nel corso di un anno contrattuale è inferiore al [90-100] % (esclusi gli eventi giustificati, le interruzioni LTO e le interruzioni normali). A seguito del pagamento del risarcimento, il margine ottenuto da Electrabel per tale anno contrattuale diminuisce su una scala progressiva dal [10-20] % al [0-5] %;

b) in caso di superamento dei costi, Electrabel non ha diritto a ricevere alcun margine pertinente in relazione a eventuali superamenti e nella misura in cui essi non siano giustificati; e

c) in caso di superamento dei costi solo durante la fase di riavvio, saranno applicabili sanzioni al margine di Electrabel (fino al [50-60] % del margine sui servizi operativi e di manutenzione e fino al [70-80] % del margine sui servizi LTO).

(139) Di conseguenza, il Belgio conclude che l'accordo operativo e di manutenzione si limita a coprire i costi sostenuti e che le condizioni finanziarie da esso previste sono destinate a riflettere le condizioni di mercato.

3.3.1.5. Accordo sui servizi di gestione dell'energia («EMSA»)

(140) Sebbene BE-NUC sia proprietaria in termini tecnici dell'89,807 % dell'energia elettrica prodotta dalle unità LTO (il restante 10,193 % è di proprietà di Luminus), essa trasferisce la proprietà di tale energia elettrica al gestore dell'energia, che si occuperà di venderla ([67]). A tal fine, BE-NUC sottoscriverà un EMSA con un partner che acquista l'energia elettrica di sua proprietà per poi venderla.

(141) L'EMSA definirà i termini fondamentali, le condizioni e le ripartizioni dei rischi e, di conseguenza, definirà in modo dettagliato una BIS e il ruolo del responsabile delle vendite di energia («partner dell'EMSA») in relazione ad essa, nell'ambito dei parametri stabiliti. Il partner dell'EMSA nominato nell'ambito di detto accordo sarà l'acquirente e il proprietario della quota di BE-NUC di energia elettrica prodotta dalle unità LTO ed è soggetto a una BIS predefinita. Quest'ultima può essere riesaminata e modificata di volta in volta seguendo la procedura descritta nell'accordo di remunerazione. Il governo belga (BE-WATT), nella sua qualità di controparte dell'accordo di remunerazione, può imporre la BIS nella misura in cui rispetta le condizioni di detta strategia, come stabilito nell'accordo di remunerazione. Il partner dell'EMSA svolge un ruolo consultivo in materia.

(142) Al fine di immettere l'energia elettrica prodotta sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica in modo competitivo e trasparente, Electrabel e lo Stato belga hanno concordato di indire una gara d'appalto pubblica per tali servizi, che garantisca la trasparenza e la concorrenza (cfr. sezione 3.3.1.5.1). Alla procedura di gara si applicano il diritto in materia di appalti pubblici e tutte le relative misure di salvaguardia necessarie.

3.3.1.5.1. Gara d'appalto

(143) Il Belgio sostiene che la procedura di gara si svolge su base volontaria, conformemente alla legge belga sugli appalti pubblici del 17 giugno 2016 e al regio decreto del 18 giugno 2017 sugli appalti pubblici per i settori dei servizi di pubblica utilità ([68]).

([67]) Luminus è proprietaria della sua quota (10,193 %) di energia elettrica prodotta dalle unità LTO. Luminus gestisce la vendita dell'energia elettrica in modo indipendente e non è collegata all'EMSA, il cui scopo è quello di vendere la quota di BE-NUC della produzione delle unità LTO.

([68]) *Loi relative aux marches publics*. Disponibile all'indirizzo: https://etaamb.openjustice.be/fr/loi-du-17-juin-2016_n2016021053.html. La legge sugli appalti pubblici del 17 giugno 2016 recepisce la direttiva 2014/25/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 febbraio 2014, sulle procedure d'appalto degli enti erogatori nei settori dell'acqua, dell'energia, dei trasporti e dei servizi postali e che abroga la direttiva 2004/17/CE.

(144) Il contratto dell'EMSA sarà aggiudicato mediante una procedura negoziata con previa indizione di gara ([69]), che è una procedura standard nel settore dei servizi di pubblica utilità. Il bando di gara è stato pubblicato sulle pertinenti piattaforme belghe ([70]) e dell'UE ([71]), consentendo a tutti i potenziali candidati di partecipare alla procedura di gara.

(145) Data l'importanza del servizio offerto e la sensibilità dal punto di vista della concorrenza, il Belgio ha attuato disposizioni e misure di salvaguardia aggiuntive al fine di garantire che gli obiettivi dell'EMSA siano raggiunti e che i servizi previsti siano forniti in modo adeguato:

a) prima della redazione della documentazione di gara, il 3 settembre 2024 (fino al 2 ottobre 2024) è stata presentata una richiesta di informazioni sull'EMSA per raccogliere pareri dal mercato in merito a diversi argomenti relativi all'EMSA ([72]). La richiesta di informazioni perseguiva due obiettivi principali: i) informare preventivamente il mercato della prossima procedura di gara e garantire così tempo sufficiente ai candidati interessati per preparare la loro partecipazione ([73]), nonché assicurare maggiore trasparenza; ii) i risultati della richiesta di informazioni sono, se del caso, presi in considerazione ai fini della redazione della documentazione di gara; ciò consente a BE-NUC di presentare un'offerta perfezionata e verificata dal mercato, e permette una maggiore chiarezza dei criteri, garantendo che le condizioni o i criteri imposti non siano discriminatori. La richiesta di informazioni ha rivelato, ad esempio, che per ciascuna unità LTO non dovrebbero essere organizzate gare d'appalto distinte, in quanto è possibile presentarle come un pacchetto.

b) L'11 dicembre 2024 è stata presentata una richiesta di presentazione di candidature, che invitava le parti interessate a manifestare il proprio interesse a partecipare alla gara d'appalto entro il 13 gennaio 2025. Su richiesta di diverse parti, il termine per la presentazione delle offerte è stato posticipato al 3 febbraio 2025, al fine di garantire una procedura di gara sufficientemente competitiva. Successivamente, le parti interessate saranno invitate a presentare le proprie offerte sulla base dei futuri documenti contrattuali (compresa la struttura remunerativa modificata, come spiegato nella figura 3). Il Belgio sostiene che la descrizione dettagliata dei servizi offerti consente di disporre di un unico criterio di aggiudicazione basato sul prezzo. Poiché il contratto sarà aggiudicato mediante procedura negoziata, l'amministrazione aggiudicatrice può, una volta che i candidati avranno presentato le loro offerte in risposta alla richiesta di proposte (compreso il progetto di contratto dell'EMSA ed eventuale documentazione accessoria), invitare questi ultimi a presentare un'offerta migliore, che garantisca il risultato più competitivo.

(146) Il Belgio sostiene inoltre che l'offerta comprende una serie di criteri di selezione volti a garantire che qualsiasi candidato soddisfi le condizioni relative alla professionalità e all'infrastruttura necessaria ai fini della corretta esecuzione dell'EMSA. Tali criteri di qualificazione sono tuttavia limitati al minimo possibile e ciascuno di essi è riferito a un requisito necessario per i servizi previsti, al fine di garantire la massima concorrenza durante la procedura di gara.

(147) Rispetto alle informazioni a disposizione della Commissione al momento della decisione di avvio, il Belgio ha fornito maggiori dettagli sui criteri di qualificazione. L'offerente (o, per i primi quattro criteri descritti di seguito, facendo affidamento sulle capacità di un altro soggetto) è tenuto a:

a) presentare almeno due riferimenti relativi all'esperienza (pari ad almeno un anno di attività) nella gestione energetica di un portafoglio di mezzi di produzione di energia termica o nucleare pari ad almeno 1 000 MW in aggregato (ossia tenendo conto di tutti i riferimenti), situati in paesi dell'Unione europea, nel Regno Unito o nei paesi dell'EFTA ([74]);

([69]) In linea con l'articolo 120 della legge belga sugli appalti pubblici del 17 giugno 2016.
([70]) Bulletin der Aanbestedingen/Bulletin des Adjudications.
([71]) Supplemento della *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*.
([72]) Tali informazioni comprendono, tra l'altro, il profilo di rischio, le garanzie in relazione alla controparte e al rischio di controparte, il meccanismo del prezzo, i termini di pagamento, la frequenza di fatturazione e gli interessi di mora, la BIS, le riserve interne di bilanciamento del portafoglio, la suddivisione dell'offerta in due lotti (uno per attività di potenza), il credito e la relativa struttura di garanzia e la messa in comune del responsabile del bilanciamento.
([73]) Lo Stato belga ha individuato attivamente i partecipanti al mercato pertinenti che desidera contattare e incoraggiare a partecipare alla richiesta di informazioni, nonché alla successiva procedura di gara.
([74]) Il criterio dei 1 000 MW garantisce che i partecipanti qualificati/selezionati siano finanziariamente in grado di gestire le richieste che saranno assegnate, che varieranno tra 1 000 e 2 000 MW.

b) presentare almeno due riferimenti all'esperienza (pari ad almeno un anno di attività) nella gestione energetica di impianti di produzione di energia termica o nucleare. Ogni riferimento riguarda un'attività di produzione pari ad almeno 350 MW, situata in paesi dell'Unione europea, nel Regno Unito o nei paesi dell'EFTA ([75]);

c) presentare almeno un riferimento all'esperienza (pari ad almeno un anno di attività) nella gestione energetica, per conto di un soggetto terzo, in relazione a un impianto con una capacità di produzione pari a 350 MW, situato in paesi dell'Unione europea, nel Regno Unito o nei paesi dell'EFTA ([76]);

d) presentare un rating del credito «investment grade», ossia il rating del credito presso una delle agenzie di rating di seguito (o equivalente): i) Fitch: rating minimo BBB-; ii) S&P: rating minimo BBB-; iii) Moody's: rating minimo Baa3 ([77]); e

e) aderire attivamente ad almeno un gestore del mercato elettrico designato («Nemo») attivo in Belgio, per lo scambio di energia elettrica ([78]).

(148) Durante il periodo di validità del contratto dell'EMSA, al partner dell'EMSA si applicano, tra l'altro, le condizioni che seguono:

a) avere un contratto di responsabilità del bilanciamento con Elia in Belgio;

b) presentare un rating del credito «investment grade», ossia il rating del credito seguente presso una delle agenzie di rating che seguono (o equivalente): i) Fitch: rating minimo BBB-; ii) S&P: rating minimo BBB-; iii) Moody's: rating minimo Baa3;

c) aderire attivamente ad almeno un Nemo attivo in Belgio, per lo scambio di energia elettrica.

(149) Per quanto riguarda le tempistiche della procedura di gara, il Belgio sostiene di volerla concludere in tempo utile, al più tardi entro il 15 maggio 2025, in modo che il partner dell'EMSA disponga del tempo sufficiente per effettuare i preparativi necessari prima del riavvio delle unità LTO.

(150) I servizi oggetto della gara in relazione alle attività energetiche comprendono, tra l'altro, i) «servizi di rappresentanza delle attività energetiche future e realizzate»; ii) «servizi operativi e di ottimizzazione sul mercato del giorno prima e infragiornaliero»; iii) servizi relativi agli obblighi di regolamentazione del mercato; iv) servizi di appalto del gestore del sistema di trasmissione belga; e v) negoziazione, accesso al mercato e analisi di mercato. Per via dell'interdipendenza tra i vari compiti elencati e della consueta prassi di mercato di includere tali servizi in un unico contratto commerciale per garantire l'efficienza operativa, tali servizi saranno integrati in un'unica definizione di servizio dell'EMSA.

3.3.1.5.2. Vendite dell'energia elettrica delle unità LTO e remunerazione del partner dell'EMSA

(151) Il Belgio ha chiarito che il partner dell'EMSA non opera in qualità di agente o per conto di BE-NUC, bensì vende l'energia elettrica acquistata, in quanto ne è proprietario. Inoltre, nel modello di contratto per differenza modificato, il partner dell'EMSA acquisisce autorità decisionale in materia di modulazioni economiche al fine di incentivare un uso efficiente dello stock limitato di modulazioni e di rispondere meglio ai segnali del mercato (cfr. considerando 153 e seguenti).

([75]) La gestione di singoli punti di vulnerabilità importanti nel mercato richiede un assetto operativo specifico con una formazione specifica del personale. Mentre, in un approccio standard applicato ad attività decentrate e di dimensioni inferiori, il soggetto responsabile del dispacciamento è semplicemente invitato ad acquistare il volume mancante sul mercato infragiornaliero ogniqualvolta si verifichi un problema, questo stesso approccio risulta inadeguato per attività di scala più ampia.

([76]) Tale criterio garantisce che la controparte sia in grado di effettuare operazioni per conto di terzi e che disponga di un solido quadro contrattuale.

([77]) Il criterio è introdotto per garantire una capacità ragionevolmente elevata del partner dell'EMSA per il pagamento dei suoi impegni finanziari.

([78]) L'adesione a un Nemo (Epexspot e Nord Pool in Belgio), ossia un'organizzazione incaricata di gestire i mercati integrati dell'energia elettrica del giorno prima e infragiornaliero, garantisce l'accesso al mercato dell'energia elettrica. Tale criterio garantisce che il candidato possa accedere tempestivamente ai mercati di negoziazione e che disponga di un'esperienza sufficiente e aggiornata in relazione al funzionamento del mercato europeo.

(152) Il Belgio sostiene che la transazione tra il partner dell'EMSA e BE-NUC si basa sul mercato del giorno prima; l'obiettivo è di ridurre il rischio di base di BE-NUC, in quanto ciò implica che, in combinazione con il conguaglio da parte o a favore di BE-NUC previsto da un contratto per differenza in cui il prezzo di mercato di riferimento corrisponde al prezzo del mercato del giorno prima, BE-NUC riceve il prezzo di esercizio (cfr. sezione 3.3.1.3.2) ([79]). Il Belgio conferma che il partner dell'EMSA sarà libero di commerciare sul mercato di sua scelta e non è obbligato a presentare offerte sul mercato del giorno prima.

(153) Come spiegato nella sezione 2.1 e al considerando 109, poiché le unità LTO sono soggette a un limite di 30 modulazioni per ciclo e pertanto non hanno la possibilità, da un punto di vista tecnico e normativo, di modificare la loro produzione in qualsiasi momento, la remunerazione del partner dell'EMSA è stata modificata al fine di fornire incentivi per utilizzare al meglio la quantità limitata di modulazioni autorizzate. Anziché prevedere solo una quota fissa (determinata mediante la gara d'appalto), la formula per il calcolo della remunerazione modificata comprende anche una quota variabile (basata su una formula predeterminata e sui pagamenti di liquidazione associati a modulazioni e correzioni). La remunerazione espone il partner dell'EMSA a una parte dei potenziali aumenti delle entrate derivanti da modulazioni in periodi di prezzi negativi (nonché a parte delle potenziali riduzioni delle entrate derivanti da modulazioni in periodi di prezzi positivi, se del caso); il partner dell'EMSA è inoltre direttamente esposto allo squilibrio e ai costi infragiornalieri come indicato di seguito. Pertanto la quota variabile consisterà in una quota percentuale fissa («alfa») degli incrementi delle entrate che innescano una modulazione nel mercato del giorno prima e in una quota percentuale differenziata («beta») delle entrate e dei costi infragiornalieri e derivanti dagli squilibri, vale a dire i pagamenti di liquidazione associati a correzioni (che possono comprendere gli aumenti delle entrate derivanti dall'attivazione di una modulazione nel mercato infragiornaliero), in cui:

a) alfa è determinato ex ante al 20 %. Tale valore è fissato a un livello sufficientemente elevato da fornire incentivi sufficienti per decisioni di modulazione ottimali, ma non troppo elevato da evitare di scoraggiare i partecipanti alle gare d'appalto avversi al rischio;

b) gli incrementi delle entrate derivanti dalla modulazione sono calcolati ex post, come il prodotto del volume di riacquisto sul mercato del giorno prima per la modulazione e la differenza tra il prezzo zero e il prezzo del mercato del giorno prima;

c) beta è differenziato ma anche determinato ex ante e riflette la passività finanziaria del partner dell'EMSA in quanto responsabile del bilanciamento in caso di squilibri. A tale riguardo, il Belgio sostiene che i reattori sono relativamente obsoleti e che i lavori necessari ai fini del progetto LTO, nonché le modulazioni, potrebbero aumentare il rischio di arresti non programmati, che generano squilibri. Inoltre gli impianti sono soggetti a requisiti di sicurezza particolarmente elevati, il che aumenta ulteriormente il rischio di arresti. Allo stesso tempo, sebbene i mercati infragiornalieri e di bilanciamento belgi siano sempre più integrati con i mercati vicini, essi rimangono piuttosto modesti rispetto alle dimensioni dei due reattori. Di conseguenza, l'eventuale arresto ridurrà le possibilità per il responsabile del bilanciamento di trovare controparti per attenuarne l'impatto e aumenterà in modo sproporzionato il rischio di impennate dei prezzi derivanti dall'arresto stesso. Il Belgio sostiene pertanto che beta dovrebbe assumere valori diversi a seconda della natura e dell'impatto dell'evento che determina uno squilibrio, mantenendo al contempo incentivi adeguati affinché il partner dell'EMSA (in qualità di responsabile del bilanciamento) attenui gli squilibri ([80]). Tuttavia il partner dell'EMSA rimane pienamente esposto, da un punto di vista finanziario, a tutti gli squilibri derivanti principalmente da deviazioni della produzione rispetto alla produzione prevista o da errori di negoziazione;

d) la compensazione delle correzioni corrisponde alla somma dei pagamenti infragiornalieri e derivanti dagli squilibri; il valore beta si applica a entrambi. Per un'ora specifica, può essere positivo e/o negativo.

([79]) I gestori dell'energia utilizzano sistemi di registrazione degli accordi e di gestione delle posizioni per razionalizzare i flussi di lavoro; essi comprendono attività di previsione, ottimizzazione, partecipazione ad aste, dispacciamento in tempo reale e regolamento delle transazioni. In particolare tali sistemi registrano tutte le transazioni tra BE-NUC e il partner dell'EMSA, nonché le vendite e gli scambi relativi al mercato con il gestore del sistema di trasmissione. I dati registrati sono elaborati attraverso un modulo di transazione, che converte i volumi delle operazioni in liquidazioni finanziarie utilizzando formule contrattuali predefinite. Le dichiarazioni generate dal sistema sono trasmesse a BE-NUC per via elettronica per essere esaminate. BE-NUC può effettuare controlli incrociati e, se necessario, richiedere adeguamenti.

([80]) In particolare, beta ammonterà al 100 % in situazioni di «produzione del carico di base», al 20 % in situazioni di «modulazione economica», ossia fino a 30 volte l'anno, e all'8 % in occasione di eventi di arresto non programmato, vale a dire in caso di eventi eccezionali ad alto impatto, che generalmente si verificano meno di una volta all'anno e per unità.

Figura 3

Formula di remunerazione dell'EMSA modificata

Remunerazione del partner dell'EMSA = quota fissa + quota variabile

Quota variabile = alfa * aumento delle entrate + beta * compensazione delle correzioni
Aumento delle entrate = volume di riacquisto * (0 – prezzo del mercato del giorno prima)
Compensazione delle correzioni = entrate o costi infragiornalieri e derivanti dagli squilibri

(154) La formula di cui alla figura 3 si applica all'intero volume durante le modulazioni, anche se la modulazione si verifica quando i prezzi sono positivi (ad esempio durante i periodi di aumento/riduzione) e non solo durante i periodi in cui i prezzi sono negativi ([81]). La quota variabile è corrisposta da BE-NUC ai sensi dell'EMSA; tali costi e/o entrate saranno tuttavia trasferiti a BE-WATT ai sensi dell'accordo di remunerazione.

(155) Secondo il Belgio, attraverso la formula di remunerazione modificata, il partner dell'EMSA è incentivato, tra l'altro, a utilizzare le modulazioni economiche in modo ottimale e nell'orizzonte temporale del giorno prima o infragiornaliero, nonché a ridurre i costi infragiornalieri e dovuti agli squilibri. Il Belgio sostiene che i parametri alfa e beta sono scelti per preservare l'efficienza del funzionamento del mercato, evitando al contempo di scoraggiare i partecipanti alle gare d'appalto avversi al rischio.

(156) La formula di remunerazione modificata inciderà sul comportamento di offerta dei partecipanti alla gara d'appalto per la quota fissa. Gli offerenti terranno conto degli effetti positivi attesi dalla modulazione (valore dell'opzione) nelle loro offerte, nonché i costi e le entrate potenziali relativi ai pagamenti infragiornalieri e derivanti dagli squilibri. Il Belgio sostiene che la documentazione di gara illustrerà la struttura remunerativa (a incentivi), così da rendere trasparente per gli offerenti il potenziale di rialzo/ribasso della formula di remunerazione modificata. Il Belgio valuterà l'adeguatezza della formula remunerativa (modificata) del partner dell'EMSA e la conformità al mercato e l'efficienza degli incentivi che fornisce sui diversi mercati. La valutazione sarà effettuata al più tardi due anni dopo l'entrata in funzione, in modo da consentire una revisione tempestiva del contratto o l'organizzazione di una nuova gara d'appalto, che sarà possibile dopo tre anni e mezzo ([82]). Tuttavia, al fine di mantenere gli incentivi adeguati per il partner dell'EMSA, è possibile solo una revisione al rialzo dei parametri alfa e beta ([83]).

(157) Il Belgio sostiene che l'adeguamento della remunerazione dell'EMSA allinea gli incentivi del partner dell'EMSA, che dispone dell'autorità decisionale in materia di modulazione economica (fatta salva la decisione finale dell'operatore, ad esempio in caso di problemi di sicurezza o relativi alla regolamentazione), ai segnali del mercato, rispondendo in tal modo alle preoccupazioni della Commissione a tal riguardo. Allo stesso tempo, il partner dell'EMSA dispone degli incentivi adeguati per adempiere al proprio compito di responsabile del bilanciamento senza risultare pienamente esposto a squilibri che sfuggono al suo controllo. Il Belgio sostiene inoltre che vi sarà una condivisione continua e accurata delle informazioni (compresi aggiornamenti periodici sulla disponibilità, sulle capacità tecniche e su altri aspetti relativi alle unità LTO) tra BE-NUC, l'operatore nucleare e il partner dell'EMSA, affinché quest'ultimo, dotato degli strumenti adeguati a tal fine, possa prendere decisioni informate in materia di modulazione economica.

([81]) Ciò è dovuto ai vincoli tecnici relativi alle modulazioni (cfr. considerando 13).
([82]) L'EMSA può essere risolto unilateralmente da BE-NUC a distanza di tre anni e mezzo (42 mesi) dalla data di riavvio della prima unità nucleare. BE-NUC può successivamente sottoscrivere un nuovo accordo a seguito di una nuova gara d'appalto a condizioni diverse.
([83]) La valutazione dei parametri alfa e beta si baserà su: i) una valutazione della partecipazione alla gara e dell'esito della stessa (gli indicatori possono essere: numero e tipo di offerenti, esito della gara in termini di prezzo/costi, ecc.); ii) una valutazione delle decisioni relative alla (non) modulazione, comprese le relative conseguenze (finanziarie) per le parti interessate, tenendo conto delle condizioni di mercato (previste e realizzate) e dei vincoli operativi/di modulazione; e iii) una valutazione delle decisioni di negoziazione sul mercato infragiornaliero e del giorno prima, nonché dei conseguenti squilibri all'interno del perimetro di competenza del responsabile del bilanciamento. Le informazioni di base per questa valutazione si baseranno sui dati raccolti dal partner dell'EMSA durante il periodo di validità dell'accordo, nonché sui dati dell'operatore Electrabel attraverso BE-NUC e l'accordo operativo e di manutenzione, oltre che su tutte le pertinenti informazioni pubbliche/di mercato relative a quanto sopra.

(158) Il Belgio conferma inoltre che la controparte del contratto per differenza (BE-WATT) svilupperà una strategia di gestione dei rischi per la sua posizione aperta, come previsto dalla legge, e che l'attuazione di detta strategia contribuirà alla liquidità dei mercati a termine dell'energia elettrica (cfr. considerando 99). L'adozione della strategia è soggetta al parere dell'autorità di regolamentazione, che comprenderà una valutazione dell'impatto della strategia sui pertinenti mercati dell'energia elettrica.

3.3.1.5.3. Misure di salvaguardia aggiuntive relative al gestore dell'energia

(159) Il partner dell'EMSA sarà selezionato in linea di principio mediante una gara d'appalto trasparente, aperta e competitiva (cfr. sezione 3.3.1.5.1). Alla gara d'appalto è ammessa anche la partecipazione dell'entità commerciale di Engie, GEMS (Global Energy Management & Sales), un'unità operativa del gruppo Engie indipendente, da un punto di vista gestionale, dall'unità operativa Nuclear. Al fine di garantire una procedura equa, sono state previste disposizioni e misure specifiche nel caso in cui GEMS partecipi alla gara d'appalto.

(160) Il Belgio sostiene che sono e saranno adottate e attuate misure sufficienti per individuare e prevenire efficacemente eventuali conflitti di interesse. Tali misure possono essere sintetizzate come segue:

a) la richiesta di informazioni ha consentito di effettuare verifiche di mercato e, in tale contesto, qualsiasi parte interessata può proporre termini e proposte diversi, garantendo che la gara d'appalto non contenga ostacoli a svantaggio dei partecipanti interessati rispetto a GEMS (o a qualsiasi società del gruppo Engie). Electrabel (o qualsiasi società del gruppo Engie) non è e non sarà coinvolta nel processo di redazione della documentazione di gara («documentazione di gara in forma estesa») a seguito (degli esiti) della richiesta di informazioni;

b) durante la procedura di gara, se GEMS dovesse parteciparvi, anche in qualità di subappaltatore o in qualsiasi altra veste, Electrabel (o qualsiasi società del gruppo Engie) e i suoi amministratori o agenti non possono partecipare ad alcuna decisione e/o delibera di BE-NUC in relazione alla gara (ad esempio, la decisione di selezione e la decisione di aggiudicazione);

c) nel complesso, all'interno dell'organizzazione di Electrabel, sono state e continueranno a essere erette solide barriere etiche e protettive delle informazioni tra i soggetti responsabili della presentazione delle offerte presso GEMS e i soggetti coinvolti nella gestione di BE-NUC. Le stesse misure di salvaguardia saranno adottate nel caso in cui GEMS sia infine eletta partner dell'EMSA mediante una procedura di gara con esito positivo;

d) se GEMS è selezionata come partner dell'EMSA, sarà soggetta agli stessi obblighi di un responsabile del bilanciamento e di un partner contrattuale dell'EMSA, nonché alla stessa serie di incentivi di mercato di qualsiasi altro candidato. In particolare, in quanto partner dell'EMSA, riceverà sia una remunerazione fissa che una remunerazione variabile, il che incentiverà l'ottimizzazione conforme al mercato dello stock di modulazioni e delle entrate derivanti dalla vendita di energia elettrica. Inoltre GEMS agirà in qualità di parte nell'ambito di un mandato preciso specificato dalla BIS al quale non può derogare. Tali misure garantiscono che GEMS, nel caso in cui vinca la gara d'appalto dell'EMSA, agisca come qualsiasi altro partecipante alla gara e sia incentivata, attraverso l'istituzione dell'accordo EMSA e la formula di remunerazione modificata, ad agire in base ai segnali del mercato.

(161) Se la procedura di gara non individua un candidato idoneo e qualora non sia concluso un EMSA in tempo utile, al più tardi entro il 15 maggio 2025, GEMS eseguirà temporaneamente e in via eccezionale i servizi previsti dall'accordo. Tali servizi saranno prestati secondo modalità concordate tra le parti per un periodo limitato, affinché BE-NUC possa aggiudicare l'EMSA mediante un'altra procedura di gara. In caso di esito positivo della procedura di gara, il candidato prescelto subentrerà a GEMS nella prestazione dei servizi previsti dall'EMSA, una volta decorso il periodo pertinente durante il quale GEMS ha prestato tali servizi. Non vi è limite al numero di ripetizioni della gara.

(162) Il Belgio sostiene che l'accordo è necessario e adeguato per garantire la continuità del servizio pubblico (ossia la vendita dell'energia elettrica prodotta dalle unità nucleari), ma tale soluzione è strettamente limitata nel tempo e circoscritta al minimo necessario.

(163) In conclusione, il Belgio sostiene che garantirà che BE-NUC segua rigorosamente la normativa e i principi in materia di appalti pubblici. L'ampio processo di consultazione offre ulteriori garanzie affinché l'acquisto di servizi avvenga mediante una procedura di gara competitiva, trasparente, non discriminatoria e incondizionata. Il Belgio ritiene pertanto che siano stati evitati eventuali rischi di preclusione del mercato e altre potenziali pratiche anticoncorrenziali da parte di Engie, e che siano state adottate tutte le misure e le garanzie atte ad assicurare la nomina di un partner dell'EMSA indipendente. In via del tutto eccezionale, GEMS fornirebbe temporaneamente tali servizi; tale misura è necessaria e adeguata al fine di garantire la continuità del servizio pubblico.

3.3.1.6. Altre sottomisure

(164) Vi sono altre due sottomisure che rientrano nell'ambito dell'operazione: l'accordo sui servizi amministrativi («ASA») tra Electrabel e BE-NUC e un accordo che stabilisce disposizioni in materia di indennizzo per le perdite a copertura dei costi in caso di mancata conclusione dell'accordo. Tali sottomisure sono state illustrate nelle sezioni 3.3.10 e 3.3.11 della decisione di avvio.

3.3.2. *Componente 2: massimale applicato alla responsabilità dell'operatore nucleare in relazione allo stoccaggio a lungo termine e allo smaltimento finale dei rifiuti nucleari e del combustibile esaurito*

3.3.2.1. Principi generali della gestione dei rifiuti nucleari

(165) Come spiegato al considerando 121 della decisione di avvio, il quadro legislativo applicabile ai rifiuti radioattivi e al combustibile esaurito nell'UE si basa sui due principi fondamentali che seguono: i) il principio «chi inquina paga» ([84]); e ii) la responsabilità ultima degli Stati membri (compresa la responsabilità finanziaria) riguardo alla gestione responsabile e sicura (compreso lo smaltimento) del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi ([85]).

(166) Come spiegato nella sezione 3.4.2 della decisione di avvio, ai sensi della normativa vigente in Belgio, l'operatore nucleare è finanziariamente [attraverso la società di accantonamenti nucleari Synatom e insieme a EDF Belgium e Luminus (le «società contribuenti»)] e operativamente responsabile della disattivazione delle sette centrali nucleari, nonché del condizionamento e della gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito, e del loro stoccaggio a lungo termine dopo l'accettazione da parte dell'ONDRAF/NIRAS fino al relativo smaltimento definitivo. Gli accantonamenti nucleari per il combustibile esaurito e i rifiuti di disattivazione sono finanziati da Electrabel e dalle società contribuenti, gestiti da Synatom e soggetti al controllo prudenziale di un'autorità pubblica indipendente, la commissione per le forniture nucleari («CPN/CNV»). Come osservato ai considerando da 123 a 125 della decisione di avvio, il Belgio sostiene che Electrabel manterrà determinate responsabilità in qualità di operatore unico delle unità LTO, derivanti i) dalla normativa europea e belga; e ii) dagli obblighi contrattuali dell'accordo di attuazione, nel rispetto del principio «chi inquina paga».

(167) La CPN/CNV e l'ONDRAF/NIRAS sono le autorità di vigilanza in Belgio:

a) l'ONDRAF/NIRAS redige una relazione d'inventario completa per tutti i produttori di rifiuti radioattivi in Belgio (ogni cinque anni) e valuta i fondi per la gestione delle passività relative ai rifiuti nucleari corrispondenti;

b) la CPN/CNV riesamina (ogni tre anni) i metodi utilizzati per calcolare gli accantonamenti nucleari, nonché la loro adeguatezza, e il VAN delle passività future nei conti di Synatom (revisione della metodologia, scenario di riferimento, ecc.).

([84]) Articolo 4, paragrafo 3, lettera e), della direttiva 2011/70/Euratom del Consiglio, del 19 luglio 2011, che istituisce un quadro comunitario per la gestione responsabile e sicura del combustibile nucleare esaurito e dei rifiuti radioattivi (GU L 199 del 2.8.2011, pag. 48), che stabilisce che «*i costi per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi sono sostenuti da coloro che hanno prodotto questi stessi materiali*».

([85]) Articolo 4, paragrafo 1, e articolo 9 della direttiva 2011/70/Euratom.

(168) Come indicato al considerando 129 e alla tabella 4 della decisione di avvio, sulla base dell'ultima revisione triennale della CPN/CNV di luglio 2023, l'importo totale attuale degli accantonamenti relativi alle responsabilità nucleari ammonta a 18 225 milioni di EUR, in cui sono compresi accantonamenti per attività di smantellamento (8 122 milioni di EUR), gestione del combustibile esaurito (9 070 milioni di EUR) e rifiuti operativi (1 033 milioni di EUR) ([86]).

3.3.2.2. Accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti

(169) Nell'ambito dei negoziati sul progetto LTO, Engie e lo Stato belga hanno concordato un massimale per la responsabilità a lungo termine dei produttori di rifiuti radioattivi derivanti dalla produzione di elettricità attraverso l'energia nucleare (l'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti), al fine di ridurre l'incertezza a tal riguardo (cfr. sezione 3.4.3 della decisione di avvio). L'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti prevede il trasferimento delle passività finanziarie relative alla produzione, alla detenzione o alla proprietà di combustibile esaurito e di rifiuti radioattivi condizionati di tutte e sette le unità nucleari belghe, subordinatamente ai criteri contrattuali in materia di trasferimento pertinenti, e previo soddisfacimento degli stessi, dall'operatore nucleare (Electrabel) allo Stato belga, a fronte del pagamento di un importo forfettario ([87]).

(170) Tale importo forfettario è stato stabilito per categoria di rifiuti nucleari. Come spiegato al considerando 131 della decisione di avvio, i rifiuti nucleari radioattivi possono essere suddivisi in tre categorie, in linea con la classificazione radiologica storica dell'ONDRAF/NIRAS e con la classificazione dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica («AIEA»): rifiuti di categoria A (rifiuti a vita breve con un livello di radioattività basso o medio); rifiuti di categoria B (rifiuti a vita lunga con un livello di radioattività basso o medio); e rifiuti di categoria C (rifiuti a vita breve e lunga con un elevato livello di radioattività) e combustibile esaurito.

(171) La tabella13 di seguito mostra la ripartizione degli accantonamenti esistenti pari a 18 225 milioni di EUR tra Electrabel (8 410 milioni di EUR) e il governo belga (9 815 milioni di EUR), secondo l'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti, e comprende la ripartizione per categoria di rifiuti.

Tabella 13

Ripartizione prevista dall'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti

Importo (in milioni di EUR)	Responsabilità dello Stato belga (dopo il trasferimento)				Responsabilità di Engie	Accantonamenti (anno 2022)
	Cat A	Cat B	Cat C	Totale		
Stima dei costi di base *(senza riserve per imprevisti)*	1 465	496	4 797	6 758	7 171	13 929
Riserve per imprevisti	145	179	2 732	3 056	1 240	4 296
Importo di base	**1 611**	**675**	**7 528**	**9 815**	**8 410**	**18 225**
Premio di rischio	1 889	325	2 972	5 185		5 185
Importo soggetto a massimale	**3 500**	**1 000**	**10 500**	**15 000**	**8 410**	**23 411**

Fonte: risposta delle autorità belghe alla richiesta di informazioni della Commissione del 1º ottobre 2024.

([86]) Gli accantonamenti relativi ai rifiuti operativi sono sottoposti alla verifica dei revisori esterni di Engie (Deloitte) nell'ambito della loro revisione annuale.

([87]) Nella presente decisione, l'«accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti» si riferisce al massimale per la responsabilità a lungo termine dei produttori di rifiuti radioattivi derivanti dalla produzione di elettricità attraverso l'energia nucleare, mentre per «accordo sui rifiuti» si intende la combinazione di tutte le sottomisure nell'ambito della componente 2, vale a dire anche l'accordo sullo smantellamento e la disattivazione, ecc.

(172) I principi dell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti non sono stati modificati e sono descritti al considerando 133 della decisione di avvio. Essi possono essere sintetizzati come segue:

a) «importi soggetti a massimale»: è stato stabilito il pagamento di un importo forfettario, comprensivo di un premio di rischio e indicizzato al 3 % annuo al 31 dicembre 2022, per ciascuna categoria di rifiuti radioattivi che soddisfano i criteri contrattuali di trasferimento, per un importo totale di 15 miliardi di EUR (3,5 miliardi di EUR per la categoria A, 1 miliardo di EUR per la categoria B e 10,5 miliardi di EUR per la categoria C; cfr. tabella 13). Come indicato ai considerando 134 e 135 della decisione di avvio e come indicato nella tabella 13, il Belgio sostiene che:

— i volumi alla base degli importi soggetti a massimale si basano sull'inventario dei rifiuti utilizzato per la revisione della CPN/CNV del 2022 degli accantonamenti nucleari e sullo scenario industriale di riferimento dell'ONDRAF/NIRAS e dell'operatore nucleare (che rappresentano l'attuale migliore stima del volume dei rifiuti nucleari condizionati e del combustibile esaurito prodotti (e che saranno prodotti) dalle sette centrali nucleari in uno scenario non LTO); e

— il valore degli importi soggetti a massimale è il risultato dell'applicazione di un premio di rischio agli accantonamenti nucleari esistenti;

b) «crediti di volume»: l'importo (forfettario) soggetto a massimale per categoria di rifiuti corrisponde a un credito di volume per volumi predeterminati, incentivando l'operatore nucleare a ridurre al minimo la produzione di rifiuti nucleari;

c) «quote di adeguamento del volume»: quando il credito di volume di una categoria di rifiuti è stato interamente utilizzato, deve essere versato un importo aggiuntivo per ciascun credito supplementare necessario. Gli importi sono stabiliti come media aritmetica tra i) l'«importo soggetto a massimale» della categoria di rifiuti diviso per il numero di «crediti di volume» di tale categoria e ii) il costo marginale di un credito di volume aggiuntivo;

d) «criteri contrattuali di trasferimento»: per ciascun tipo di pacchetto di rifiuti nucleari sono stati stabiliti criteri contrattuali di trasferimento, ossia i criteri che ciascun pacchetto di rifiuti e il combustibile esaurito devono soddisfare affinché la responsabilità finanziaria sia trasferita all'ente pubblico Hedera (cfr. considerando 178). La responsabilità (e i relativi costi) della conformità dei rifiuti radioattivi ai criteri contrattuali di trasferimento spetta all'operatore nucleare.

(173) Come indicato al considerando 107, lettera a), e come spiegato in dettaglio nelle sezioni 3.4.5.1 e 3.4.5.2 della decisione di avvio, la determinazione dei 15 miliardi di EUR di importi soggetti a massimale si basa sull'attuale quantità di accantonamenti nucleari dell'operatore nucleare (importo di base) e su un premio di rischio. Il Belgio ha chiarito che l'importo di base è già comprensivo di margini per riserve per imprevisti, incertezze e altri rischi che possono sorgere in relazione allo smantellamento, alla gestione dei rifiuti radioattivi e alla gestione del combustibile esaurito. Le disposizioni relative al pagamento degli importi soggetti a massimale sono illustrate nella sezione 3.4.5.3 della decisione di avvio e non sono state modificate.

(174) Il Belgio ha chiarito che gli importi soggetti a massimale da trasferire allo Stato belga sono già comprensivi di tutte le passività relative ai rifiuti nucleari storiche e stimate future (fino al termine legale originario relativo a tutte le centrali nucleari belghe nel 2025). Pertanto tutti i rifiuti nucleari e il combustibile esaurito prodotti o che saranno prodotti dalle centrali elettriche belghe durante la loro durata di funzionamento legale sono già compresi negli importi soggetti a massimale.

(175) Il Belgio chiarisce inoltre che il volume effettivo dei rifiuti sarà noto solo una volta che questi saranno condizionati e trasferiti fisicamente allo Stato belga. L'importo forfettario di 15 miliardi di EUR copre pertanto solo i volumi predeterminati dei rifiuti in questione (i crediti di volume) stabiliti nell'accordo di attuazione. Se il volume effettivo dei rifiuti in questione prodotti è superiore ai crediti di volume, Engie pagherà una quota di adeguamento del volume per ciascun credito di volume aggiuntivo (cfr. considerando 133 della decisione di avvio).

(176) Analogamente, tutti i rifiuti operativi («rifiuti LTO») e il combustibile esaurito («combustibile esaurito LTO») derivanti dall'estensione del ciclo di vita delle unità LTO saranno finanziati da BE-NUC e Luminus per ciascuna quantità aggiuntiva di rifiuti. Per ciascuna quantità aggiuntiva di rifiuti LTO e di combustibile esaurito LTO saranno necessarie due serie di pagamenti:

a) rifiuti LTO: i costi dei rifiuti operativi LTO definiti nell'accordo operativo e di manutenzione sono di due tipologie:

— il pagamento dei costi di movimentazione dei rifiuti LTO dovuti a Electrabel per la movimentazione, il trattamento e il condizionamento dei rifiuti operativi («sevizi di movimentazione dei rifiuti LTO») e la preparazione di un pacchetto di rifiuti LTO; e

— le quote di adeguamento del volume dei rifiuti LTO, che coprono il pagamento dei costi sostenuti dopo il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari a Hedera ([88]).

b) servizi di gestione del combustibile esaurito LTO: i costi di back-end per il combustibile esaurito saranno pagati sulla base di una quota indicizzata per gli eventuali quantitativi aggiuntivi di combustibile esaurito risultanti dal progetto LTO ([89]).

(177) Il Belgio chiarisce inoltre che il modello finanziario di sottoscrizione prende in considerazione i costi di gestione o di back-end dei rifiuti LTO e del combustibile esaurito LTO, stimati a circa 0,9 milioni di EUR per gruppo di elementi (valori del 2022), di cui circa 0,3 milioni di EUR per gruppo di elementi per lo stoccaggio in loco e circa 0,6 milioni di EUR per gruppo di elementi per la quota di adeguamento del volume dei rifiuti LTO per il combustibile esaurito.

(178) Come spiegato nella sezione 3.4.4 della decisione di avvio, il Belgio ha creato una nuova istituzione pubblica sui generis, Hedera, il cui ruolo è duplice:

a) gestire e garantire le attività destinate al finanziamento degli impegni a lungo termine dello Stato belga in materia di rifiuti nucleari e combustibile esaurito; e

b) seguire e controllare l'andamento dei costi di gestione delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito trasferiti, sotto il controllo di un'autorità pubblica indipendente (CPN/CNV).

(179) Gli importi derivanti dall'applicazione del massimale per le passività connesse ai rifiuti, ricevuti da Hedera, devono essere garantiti e investiti, al fine di generare il rendimento necessario per coprire i costi di gestione dei rifiuti trasferiti, quando dovuti. Hedera costituisce un fondo separato sotto il controllo della CPN/CNV, l'organismo nazionale dedicato che svolge un ruolo fondamentale nel garantire e assicurare la gestione, il controllo e l'utilizzo adeguati dei fondi ([90]). Ciò si riflette nel duplice ruolo di Hedera, con le garanzie che seguono: i) gli importi ricevuti sono garantiti e generano i rendimenti necessari ([91]); e ii) i costi di gestione dei rifiuti e del combustibile esaurito e

([88]) Tali quote di adeguamento del volume dei rifiuti LTO sono dovute a Electrabel nel momento in cui è prodotto un pacchetto di rifiuti LTO o quando la sua produzione è ormai certa. Tale quota coprirà lo stoccaggio dei rifiuti LTO. La quota per ciascuna categoria di rifiuti è già prevista dagli articoli da 16 a 18 della legge Phoenix.

([89]) Tale quota comprende: i) tutti i costi di stoccaggio in loco sostenuti da Electrabel fino al 2050 prima del trasferimento del sito allo Stato belga; e ii) tutti i costi relativi alla ONDRAF/NIRAS dopo il trasferimento dovuto a Hedera. I costi per lo stoccaggio in loco sono già stati stimati per gruppo di elementi e la quota di adeguamento del volume per il combustibile esaurito è stata stabilita; essi sono indicati agli articoli da 16 a 18 della legge Phoenix.

([90]) Applicazione della raccomandazione 2006/851/Euratom della Commissione, del 24 ottobre 2006, concernente la gestione delle risorse finanziarie destinate alla disattivazione di installazioni nucleari e alla gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi e della Convenzione congiunta sulla sicurezza della gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi.

([91]) Per garantire che la somma forfettaria cresca sufficientemente nel tempo, è istituito all'interno di Hedera un comitato per gli investimenti (composto da tre esperti finanziari indipendenti, dal presidente del comitato di gestione di SPF Economy, dal responsabile degli investimenti di Hedera, da un rappresentante dell'Agenzia del debito belga e da un rappresentante dell'SPFIM) per offrire consulenza al comitato direttivo di Hedera in merito, tra l'altro, alla strategia di investimento e alla gestione dei rischi.

delle passività trasferite sono sufficientemente controllati ([92]). Inoltre le risorse finanziarie dovranno essere sufficientemente separate rispetto al bilancio generale dello Stato belga (come previsto dalla legge Hedera), in modo da essere utilizzate unicamente per coprire i costi dello stoccaggio a lungo termine e dello stoccaggio finale, e non possono essere utilizzate per altri scopi o per assorbire eventuali disavanzi di bilancio futuri.

(180) Il Belgio sostiene che l'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti comprende ed è accompagnato da altre misure di attenuazione dei rischi, tra cui:

a) l'inclusione di rigorosi criteri contrattuali in materia di trasferimento: il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari è subordinato al rispetto di tali criteri. Il pagamento dell'importo forfettario previsto dall'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti avviene prima dell'effettivo trasferimento dei futuri pacchetti di rifiuti nucleari allo Stato belga ed è subordinato al rispetto dei criteri contrattuali di trasferimento da parte dell'operatore nucleare. Ciò implica che l'operatore nucleare rimane responsabile di tutti i costi dei rifiuti nucleari connessi al mancato rispetto dei criteri;

b) i criteri contrattuali di trasferimento sono stabiliti a livello di flusso di rifiuti per i rifiuti di categoria A, B e C: sebbene i crediti di volume siano stabiliti per categoria di rifiuti, il rispetto dei criteri è previsto a livello di flusso di rifiuti. Ciò limita il rischio per lo Stato belga di dover gestire flussi di rifiuti imprevisti in futuro, offrendo al contempo certezza all'operatore nucleare nei decenni successivi;

c) rifiuti di categoria X: come indicato nella nota 69 della decisione di avvio, per proteggere ulteriormente lo Stato belga da flussi di rifiuti imprevisti che possono verificarsi durante la disattivazione dei reattori nucleari, l'accordo sui rifiuti prevede anche un meccanismo per trattare tutti i rifiuti nucleari che non sono stati individuati al 31 dicembre 2022. Tali rifiuti sono denominati «rifiuti di categoria X». È previsto un meccanismo che consente il trasferimento dei rifiuti di categoria X dopo aver concordato le condizioni finanziarie e tecniche del trasferimento;

d) conservazione delle conoscenze e sviluppo delle capacità degli attori nazionali: il trasferimento di conoscenze dall'operatore nucleare all'agenzia belga per la gestione dei rifiuti nucleari (ONDRAF/NIRAS) ha rappresentato un tema importante nell'ambito dell'accordo sui rifiuti. La raccolta e la conservazione delle conoscenze dell'operatore nucleare prima dell'arresto definitivo della produzione di energia elettrica nel 2035 e delle operazioni SF2 nel 2050 hanno costituito una priorità per lo Stato belga ([93]). Il trasferimento di rifiuti storici va di pari passo con il trasferimento di tutte le informazioni disponibili sui pacchetti di rifiuti già prodotti e di tutte le informazioni relative alla loro produzione, comprese, a titolo non esaustivo, le relazioni tecniche, i disegni tecnici e il modello utilizzato per i calcoli informatici. Si conviene che dovrà già essere concordato un quadro per tale trasferimento tra l'ONDRAF/NIRAS e l'operatore al momento della chiusura. La condivisione del know-how e la formazione del personale dell'agenzia sono considerate un obiettivo comune per la gestione sicura e a lungo termine dei rifiuti nucleari e del combustibile esaurito da parte dell'operatore nucleare e dello Stato belga. La conservazione delle conoscenze in materia nucleare e lo sviluppo di capacità, sul lungo periodo, da parte degli attori nazionali saranno determinanti per mantenere i costi della gestione a lungo termine dei rifiuti nucleari e del combustibile esaurito in linea con le ipotesi formulate nell'accordo sui rifiuti;

([92]) Ogni cinque anni l'ONDRAF/NIRAS deve sottoporre all'approvazione di Hedera un piano che illustri i servizi per i quali Hedera ha assunto la responsabilità finanziaria, le risorse e gli investimenti necessari per attuare il piano, unitamente ai relativi calcoli dei costi. Hedera esamina il piano, chiede il parere della CPN/CNV e approva (o meno) il piano quinquennale. Ogni anno (per la durata di tale piano quinquennale) l'ONDRAF/NIRAS sottopone all'approvazione di Hedera un piano annuale dettagliato per l'anno civile successivo. Hedera approva il piano, ancora una volta dopo aver ricevuto il parere della CPN/CNV. Hedera procederà poi al pagamento delle fatture inviatele dalla ONDRAF/NIRAS solo alle seguenti condizioni: i) gli importi dichiarati sono conformi al piano quinquennale applicabile e al piano annuale dettagliato; ii) gli importi dichiarati sono giustificati dai risultati effettivi; e iii) gli importi dichiarati si riferiscono ai costi effettivi delle attività svolte.

([93]) Come previsto dalla direttiva 2011/70/Euratom. La direttiva impone agli Stati membri di pianificare attività di istruzione e formazione, nonché di ricerca e sviluppo, per contemplare le esigenze del programma nazionale per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi al fine di ottenere, mantenere e sviluppare ulteriormente l'esperienza e le competenze necessarie e consentire in tal modo una gestione sicura e protetta a lungo termine dei rifiuti nucleari e del combustibile esaurito.

e) controllo prudenziale dei fondi trasferiti: il pagamento degli importi soggetti a massimale avviene in un'unica soluzione che dovrebbe coprire tutte le passività nucleari trasferite fino alla chiusura del deposito definitivo di rifiuti nucleari in Belgio dopo il 2100. Il controllo delle spese e dei rendimenti degli investimenti in relazione all'importo trasferito è quindi importante al fine di garantire l'esistenza, la disponibilità e la sufficienza delle risorse finanziarie necessarie per coprire tutti gli obblighi finanziari in questione. A tale riguardo, lo Stato belga ha seguito il parere della CPN/CNV basato sulla raccomandazione 2006/851/Euratom della Commissione (cfr. nota 93):

— il fondo pubblico che gestisce gli accantonamenti relativi ai rifiuti nucleari, Hedera, è un ente pubblico indipendente che riferisce direttamente al parlamento belga, garantendo trasparenza e indipendenza;

— le risorse finanziarie di Hedera sono separate, ossia possono essere utilizzate solo per lo scopo per cui sono state create e gestite (cfr. considerando 179);

— la pianificazione di bilancio di Hedera è soggetta al controllo e alla supervisione della CPN/CNV;

— Hedera ha una politica di investimento diversificata e avversa al rischio che garantisce un rendimento positivo su un lungo periodo di tempo; e

— Hedera presenta i suoi costi alla CPN/CNV per garantire la messa a disposizione tempestiva di risorse finanziarie adeguate per l'ONDRAF/NIRAS;

f) pacchetto sicurezza per le passività nucleari illimitate: vedi sezione 3.3.2.4.

(181) Come osservato al considerando 172 della decisione di avvio, il Belgio riconosce che l'accordo relativo ai rifiuti nucleari ha un impatto positivo sul profilo di rischio dell'operatore nucleare, poiché una parte significativa delle sue passività nucleari sarà coperta dagli importi soggetti a massimale, e che questo diverso profilo di rischio giustifica e richiede una revisione del pacchetto di misure per garantire la sicurezza e la supervisione della situazione finanziaria dell'operatore nucleare: il pagamento dell'importo forfettario di 15 miliardi di EUR a favore di Hedera giustifica lo svincolo delle attività non europee di Electrabel dal suo perimetro (e il relativo monitoraggio della CPN/CNV). Engie, in qualità di società madre francese di Electrabel, garantirà che, al momento della conclusione dell'accordo tra lo Stato belga ed Electrabel, almeno 4 miliardi di EUR di attività (valore del capitale proprio al 30 giugno 2023) resteranno a Electrabel. Inoltre Engie concede una garanzia illimitata e non revocabile alla società madre, a prima richiesta, per i) gli obblighi di disattivazione di Electrabel (che tiene conto anche del rischio che il valore degli accantonamenti sia insufficiente); ii) il rischio di volume al di sotto del massimale; e iii) il rimborso di prestiti (attuali o futuri) con Synatom.

(182) Il Belgio ritiene che le passività trasferite relative ai rifiuti nucleari e le passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO non conferiscano un vantaggio economico a Electrabel e alle società contribuenti, considerando che esse riflettono adeguatamente il rischio di successive fluttuazioni dei costi assunto dallo Stato e che la predisposizione del trasferimento del rischio è tale che un investitore privato avrebbe accettato di sostenerlo.

3.3.2.3. Giustificazioni aggiuntive relative al fattore di attualizzazione e al premio di rischio

3.3.2.3.1. Fattore di attualizzazione

(183) Il Belgio sostiene che gli accantonamenti nucleari raccolti dall'operatore nucleare/Synatom prima dell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti sono stati calcolati utilizzando un fattore di attualizzazione del 2,5 % per le attività di smantellamento (compreso lo smantellamento dei rifiuti) e un fattore di attualizzazione del 3 % per tutte le attività relative al combustibile esaurito (come deciso dalla CPN/CNV durante la revisione triennale della fine del 2022).

(184) Il Belgio chiarisce che l'uso di due tassi di attualizzazione diversi per calcolare gli accantonamenti (smantellamento e passività legate al combustibile esaurito) è giustificato dalla differenza di durata e riflette il valore temporale del denaro ([94]).

([94]) Gli accantonamenti per lo smantellamento sono attualizzati a un tasso di attualizzazione del 2,5 % per via del loro orizzonte temporale più breve (durata di 11,4 anni). Per contro, gli accantonamenti relativi al combustibile esaurito sono soggetti a un tasso di attualizzazione più elevato, pari al 3 %, in considerazione dell'orizzonte temporale più lungo (durata di 30 anni).

(185) Come osservato al considerando 198, l'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti prevede solo il trasferimento allo Stato belga delle passività relative al combustibile esaurito e ai rifiuti nucleari trasferiti, mentre le passività relative alla disattivazione e allo smantellamento restano a carico dell'operatore nucleare (fatta eccezione per le dissinergie causate dal progetto LTO, cfr. considerando 199). Il Belgio sostiene pertanto che, ai fini del calcolo del valore attuale delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito trasferiti, è stato indicato un unico fattore di attualizzazione del 3 % (tasso reale dell'1 % + inflazione al 2 %) per tenere conto del fatto che le passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito hanno una durata superiore a quella delle passività relative alla disattivazione (cfr. considerando 148 della decisione di avvio).

(186) Il Belgio ha chiesto il parere della CPN/CNV in merito al fattore di attualizzazione più appropriato da utilizzare per il calcolo del massimale sulle passività connesse ai rifiuti ([95]). Come indicato al considerando 149 della decisione di avvio, la CPN/CNV ha proposto di adeguare il fattore di attualizzazione per le passività relative ai rifiuti nucleari/alla disattivazione e al combustibile esaurito, applicando un approccio in due fasi; esso consiste nell'applicare un fattore di attualizzazione basato sull'effettivo tasso OLO a 30 anni del 3,17 % per i primi 30 anni e nell'applicarne un altro del 2,17 % basato su una stima del tasso privo di rischio per i 30 anni successivi.

(187) Il Belgio ricorda che il periodo di negoziazione era lungo (un anno e mezzo) e che la scelta di un unico fattore di attualizzazione del 3 % era motivata dalla necessità di disporre di un certo grado di prevedibilità per quanto riguarda il fattore di attualizzazione utilizzato nei negoziati con Engie. Ciò è dovuto al fatto che il fattore di attualizzazione ha un impatto diretto sul calcolo dell'importo forfettario da trasferire. Il Belgio spiega che la metodologia utilizzata dalla CPN/CNV nel parere del 2023 è stata successivamente utilizzata, insieme al tasso a termine finale dell'Autorità europea delle assicurazioni e delle pensioni aziendali e professionali («EIOPA») ([96]), come conferma ex post del fatto che il fattore di attualizzazione del 3 % fosse un tasso a lungo termine prudente.

(188) In primo luogo, il Belgio ha chiesto a un consulente indipendente di calcolare il fattore di attualizzazione «unico» equivalente all'approccio in due fasi della CPN/CNV, utilizzando i tassi privi di rischio suggeriti dalla commissione, e ricorrendo a diversi altri dati sul tasso OLO ([97]). L'analisi mostra che l'approccio suggerito dalla CPN/CNV è particolarmente sensibile al periodo preso in considerazione per il calcolo. Ad esempio, l'approccio in due fasi si traduce in un fattore di attualizzazione equivalente del 2,8 %, utilizzando i tassi privi di rischio suggeriti dalla CPN/CNV, in un tasso equivalente del 3,1 %, applicando la metodologia della CPN/CNV con i dati sul tasso OLO disponibili al momento della decisione di avvio, e in un tasso equivalente del 3,2 % al momento della firma dell'accordo di attuazione. Come illustrato nella tabella 14, l'approccio in due fasi suggerito dalla CPN/CNV produce due tassi di attualizzazione equivalenti con una differenza di 40 punti base, se si considerano due diversi periodi di tempo a distanza di soli nove mesi l'uno dall'altro.

(189) In secondo luogo, la tabella 14 mostra anche il confronto con il tasso a termine finale dell'EIOPA, dal momento che il riferimento EIOPA è stato utilizzato anche nel precedente caso tedesco (SA.45296 ([98])), in cui è stato ritenuto proporzionato un fattore di attualizzazione del 4,58 %.

([95]) Parere della CPN/CNV al ministro dell'Energia del 7 marzo 2023, pagg. 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]) L'EIOPA pubblica ogni mese la struttura per scadenza dei tassi di interesse privi di rischio. Essa è utilizzata dalle imprese di assicurazione all'interno del SEE per valutare le loro passività ai sensi del quadro normativo Solvibilità II. La curva dell'EIOPA è la curva dei rendimenti del tasso di interesse privo di rischio per scadenze fino a 150 anni per i paesi del SEE. I tassi per le scadenze fino a 20 anni sono calcolati sulla base dei tassi swap (ossia i tassi fissi ai quali gli operatori del mercato sono disposti a scambiare obbligazioni a tasso di interesse variabile). I tassi per le scadenze più lunghe sono estrapolati e convergono verso il tasso a termine finale nel lunghissimo periodo.

([97]) Cfr. la nota preparata da Compass Lexecon il 28 novembre 2024 — «*Response to the EC concerns on discount rate — 281124*».

([98]) Decisione della Commissione del 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Germania, Trasferimento di passività relative a rifiuti radioattivi e combustibile nucleare esaurito in Germania (GU C 254 del 4.8.2017, pag. 1).

Tabella 14

Tasso equivalente CPN ed evoluzione del tasso dell'EIOPA dopo il parere della CPN di marzo 2023

	Consulenza CPN/CNV 7 marzo 2023	Firma 13 dicembre 2023	Notifica 21 giugno 2024	Decisione di avvio 22 luglio 2024
Tasso equivalente CPN/CNV	2,82 %	3,23 %	3,04 %	3,08 %
Tasso a termine finale	3,45 %	3,45 %	3,30 %	3,30 %

Fonte: analisi di Compass Lexecon sulla base dei dati di Investing.com.

(190) Come risulta evidente dalla tabella 14, il fattore di attualizzazione del 3 % indicato si colloca tra:

a) la proposta della CPN/CNV al momento del parere indirizzato al ministro dell'Energia (7 marzo 2023), considerata come limite inferiore; e

b) il tasso a termine finale, considerato un riferimento più ottimistico ([99]).

(191) Inoltre il tasso del 3 % appare più prudente rispetto al suggerimento della CPN/CNV e al tasso a termine finale al momento della firma dell'accordo e successivamente.

(192) Il Belgio sostiene inoltre che un fattore di attualizzazione dell'1 % in termini reali appare prudente rispetto al tasso di rendimento che Hedera può attendersi utilizzando un approccio appropriato per la gestione prudente delle attività e delle passività. A titolo di esempio comparativo, il Belgio fa riferimento al portafoglio di attività dedicato di EDF atto a garantire il finanziamento sicuro delle sue passività nucleari a lungo termine, descritto nel documento di registrazione universale 2023 di EDF ([100]). Tale portafoglio è gestito sulla base di un approccio attivi-passivi e consiste in un portafoglio di attività diversificate comparabile alla descrizione dell'ipotetico portafoglio gestito da Hedera, per il quale si può ragionevolmente ipotizzare un rendimento comparabile.

(193) Infine, nel calcolo del massimale sulle passività connesse ai rifiuti, il Belgio ipotizza un tasso di inflazione costante del 2 % che rappresenta l'esplicito obiettivo di inflazione a lungo termine della Banca centrale europea («BCE»). La BCE ritiene che l'indice dei prezzi al consumo (IPC) sia la misura appropriata dell'inflazione. Come indicato al considerando 150, lettera b), della decisione di avvio, la CPN/CNV ha espresso preoccupazione per il fatto che l'inflazione effettiva dei costi di costruzione nel settore nucleare (sulla base dell'indice ABEX) potrebbe essere superiore all'inflazione basata sull'IPC. Il Belgio sostiene che l'obiettivo di inflazione della BCE del 2 % rappresenta l'indicatore corretto dell'inflazione per il calcolo del massimale sulle passività connesse ai rifiuti, per i motivi che seguono:

a) in primo luogo, il Belgio sostiene che l'indice ABEX copre il costo della costruzione di abitazioni e di edifici residenziali in Belgio e costituisce pertanto solo un indicatore debole dei costi di costruzione nel settore nucleare, date le differenze materiali tra la realizzazione di un progetto nucleare e la costruzione di abitazioni. Il Belgio aggiunge inoltre che i rischi di aumento dei costi dei futuri impianti nucleari per la gestione dei rifiuti nucleari sono inclusi nelle riserve per imprevisti dello scenario industriale dell'ONDRAF/NIRAS e sono pertanto compresi nell'importo di base;

b) in secondo luogo, il Belgio sostiene che l'evoluzione storica dell'indice ABEX non differisce sostanzialmente dall'inflazione misurata dall'indice IPC e che le differenze tra i due tassi sono determinate da una serie di fattori, quali il costo dell'energia e delle materie prime, il costo del lavoro e la domanda di costruzione. Il Belgio sostiene che tali differenze sono di natura situazionale e non strutturale.

(194) Per i motivi di cui sopra, il Belgio ritiene che il fattore di attualizzazione del 3 % costituisca un tasso adeguato e prudente per l'attualizzazione delle passività a lungo termine.

([99]) L'approccio EIOPA prevede condizioni di mercato solo per le scadenze brevi (fino a 20 anni). Dopo tale scadenza, la metodologia non si basa sui tassi swap, bensì su medie storiche che non riflettono necessariamente la realtà economica attuale, il che può portare a una significativa sottostima delle passività a più lungo termine. Il tasso a termine finale è pertanto un indicatore del tasso privo di rischio a lunghissimo termine, in termini nominali, adatto ai fondi pensione. Tuttavia, in considerazione della durata delle passività nucleari e del fatto che, al fine di coprire tali passività senza alcuna aspettativa di contributi aggiuntivi (a differenza dei fondi pensione), è versato un premio iniziale, esso non è necessariamente pertinente nel caso di specie.

([100]) Nel documento di registrazione universale 2023 (pag. 354), EDF osserva che il tasso di rendimento previsto del portafoglio per i prossimi 20 anni è superiore al tasso del 4,5 % da essa utilizzato per l'attualizzazione delle passività nucleari, che è superiore di 1,5 punti percentuali rispetto al tasso di attualizzazione indicato dal Belgio.

3.3.2.3.2. Premio di rischio

(195) Come osservato al considerando 153 della decisione di avvio, il Belgio sostiene che all'importo di base di 9 815 milioni di EUR è stato aggiunto un premio di rischio aggiuntivo significativo, pari a 5 185 milioni di EUR, a garanzia delle incertezze rimanenti. Come indicato al considerando 154 della decisione di avvio, il premio di rischio si basa su una nota tecnica dell'ONDRAF/NIRAS ([101]), che analizza le incertezze e i rischi associati al trasferimento della responsabilità finanziaria per la gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito provenienti dalle sette centrali nucleari belghe allo Stato belga (cfr. nota 80 della decisione di avvio). Come indicato al considerando 156 della decisione di avvio, il Belgio sostiene che il premio di rischio del 52,83 % è adeguato e supera il premio di rischio del 35,47 % applicato nel caso tedesco [SA.45296 (cfr. nota 101)].

(196) Oltre ai chiarimenti relativi al premio di rischio di cui al considerando 154 della decisione di avvio, nel corso dell'indagine formale il Belgio ha chiarito più dettagliatamente in che modo il premio di rischio è stato calcolato sulla base della nota tecnica dell'ONDRAF/NIRAS. La tabella 15 fornisce i chiarimenti dettagliati e illustra la composizione del premio di rischio, che vede rispettivamente 5 033 milioni di EUR e 5 133 milioni di EUR come limite inferiore e superiore. Nell'ambito dei negoziati sull'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti, il premio di rischio è stato fissato a un importo leggermente superiore di 5 185 milioni di EUR, così da raggiungere il pagamento di una somma forfettaria pari a 15 miliardi di EUR (cfr. tabella 13).

Tabella 15

Composizione dettagliata e calcolo del premio di rischio

Componenti del premio di rischio (importi in milioni di EUR)	Cat A	Cat B	Cat C	Descrizione
Ammissibilità dei rifiuti di categoria A	900			Tutti i rifiuti conformi ai criteri contrattuali di trasferimento per la categoria A possono essere trasferiti allo Stato belga come rifiuti di categoria A e saranno probabilmente immagazzinati nell'impianto di stoccaggio di categoria A. Tuttavia, per coprire il rischio che una parte di tali rifiuti possa non essere resa conforme ai criteri di ammissione per la categoria A, lo Stato belga ha seguito la raccomandazione dell'ONDRAF/NIRAS di tenere debitamente conto di tale rischio, inizialmente non incluso negli accantonamenti nucleari del 2022; ciò comporta una serie di misure quali il post-trattamento dei rifiuti, ulteriori attività di ricerca e sviluppo, la modifica delle barriere artificiali per lo stoccaggio in superficie al fine di adattare lo stoccaggio alle caratteristiche specifiche dei rifiuti problematici, e la modifica dei rifiuti per adattarli allo stoccaggio. Tale parte del premio di rischio si aggiunge all'importo della componente "Trasferimento del rischio normativo Cat. A -> cat. B".
Rischi connessi agli impianti di stoccaggio	500			Differenza tra lo scenario di riferimento e l'importo che tiene conto dei rischi residui e delle incertezze.
Rischio normativo - trasferimento Cat A -> Cat B	500	-500		I rifiuti conformi ai criteri contrattuali di trasferimento per la categoria A possono essere trasferiti allo Stato belga come rifiuti di categoria A per lo smaltimento nell'impianto di stoccaggio di categoria A. Tuttavia, per coprire il rischio che una parte di tali rifiuti non sia conforme ai criteri di ammissibilità per la categoria A e debba essere smaltita nell'impianto di smaltimento geologico, il premio di rischio per la categoria A contiene una componente utile a tal fine. Essa si aggiunge all'importo del premio di rischio per l'"ammissibilità dei rifiuti di categoria A".
Impianto di stoccaggio del combustibile esaurito (stoccaggio a secco in sostituzione dell'edificio DE)			-367	Per ridurre il rischio legato al trasferimento del combustibile esaurito allo Stato belga in impianti di fine vita, Electrabel deve sostituire l'"edificio DE" (ovvero l'impianto di stoccaggio del combustibile esaurito presso Tihange) e trasferire i rifiuti in una forma stabile. Il corrispondente accantonamento per la sostituzione dell'edificio DE, compresi gli accantonamenti per il suo funzionamento fino al 2050 e la sua successiva disattivazione, può quindi essere escluso dal trasferimento allo Stato belga.
Edificio di stoccaggio rifiuti B		-100		L'edificio di stoccaggio TSC è stato escluso dal massimale sulle passività connesse ai rifiuti a causa delle incertezze relative ai suoi requisiti di progettazione. I costi relativi all'edificio non erano ancora stati inclusi negli accantonamenti nucleari del 2022.
Superamenti dei costi combinati e scenario alternativo a 600 m (rifiuti di categoria B e C)				La stima dell'ONDRAF/NIRAS dei rischi associati a uno scenario alternativo a 600 m si basava sul parere di esperti [x1,21] e non su un modello probabilistico. Lo Stato belga ha quindi utilizzato il parere degli esperti per tenere conto sia della probabilità al 70º percentile ("P70") sia dei superamenti dei costi associati allo scenario alternativo a 600 m per il quale non era disponibile alcun calcolo P70, al fine di determinare uno scenario di costo P70, e lo ha attualizzato al 3 % (riconoscendo che lo scenario a 400 m era stato approvato dall'ONDRAF/NIRAS e dalla CPN/CNV e riconoscendo che le distribuzioni di probabilità dei costi dello scenario alternativo a 600 m sono sconosciute e che tale scenario è stato ritenuto "meno probabile che improbabile" da entrambe le istituzioni). Ciò ha portato a una stima del limite superiore e inferiore del premio di rischio. Tale importo include un accantonamento del 10 % per le attività di ricerca e sviluppo.
limite inferiore		4100		
limite superiore		4200		
Premio di rischio totale				
limite inferiore		**5033**		
limite superiore		**5133**		

Fonte: risposta delle autorità belghe alla richiesta di informazioni della Commissione del 1º ottobre 2024.

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

(197) Il Belgio sostiene che il parere espresso dall'ONDRAF/NIRAS nella nota tecnica fornisce un catalogo dei rischi associati al trasferimento delle passività nucleari allo Stato belga, che sono stati aggiunti, con l'assistenza di esperti dell'ONDRAF/NIRAS, al fascicolo sugli accantonamenti del 2022 per stimare il premio di rischio minimo necessario per coprire tutti i rischi noti. Pertanto il Belgio sostiene che il premio di rischio previsto dall'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti è inteso a coprire tutti i rischi «meno probabili che improbabili» individuati nella nota dell'ONDRAF/NIRAS e i rischi aggiuntivi individuati durante la negoziazione derivanti dalle interazioni con Electrabel e dai pareri di esperti. Infine il Belgio ricorda che esperti dell'ONDRAF/NIRAS sono stati coinvolti nei negoziati dell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti affinché il governo belga tenesse conto delle raccomandazioni contenute nella loro nota tecnica di marzo 2023.

3.3.2.4. Passività relative alla disattivazione e allo smantellamento

(198) Come indicato al considerando 163 della decisione di avvio, a differenza di quanto accade per le passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile nucleare esaurito trasferite, l'operatore nucleare rimane l'unico responsabile della disattivazione e dello smantellamento dell'intero parco nucleare (i cui costi di disattivazione e smantellamento sono finanziati mediante il contributo finanziario delle società contribuenti). Le passività relative alla disattivazione e allo smantellamento sono quindi «illimitate».

(199) Tuttavia, nell'ambito dell'operazione, lo Stato belga si è assunto la responsabilità finanziaria delle «passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO» o delle «dissinergie di disattivazione». Le due principali categorie considerate sono gli aumenti dei costi successivi alla fase operativa (costi operativi e di progetto) e dei costi di disattivazione e smantellamento derivanti dal progetto LTO (costi operativi, di progetto e di investimento). Esempi di quali siano concretamente tali dissinergie di disattivazione sono stati forniti nelle note 85 e 86 della decisione di avvio. L'importo finale delle «dissinergie di disattivazione» è il risultato della valutazione dell'impatto del progetto LTO e non copre i costi operativi relativi alla gestione quotidiana o alle attività abituali. L'importo finale delle «dissinergie di disattivazione» è il risultato della valutazione dell'impatto del progetto LTO sulle diverse sottocategorie di costo, dal momento che lo slittamento della disattivazione di due reattori incide sulla pianificazione, sull'organizzazione, sui tempi e sulla necessità di determinati investimenti in un dato momento ([102]). Né BE-NUC né lo Stato belga si assumono altre responsabilità riguardo le passività relative alla disattivazione.

(200) Come spiegato al considerando 168 della decisione di avvio, poiché vi era un disaccordo tra Electrabel e lo Stato belga in merito all'entità dell'importo delle dissinergie di disattivazione, la decisione è stata affidata alla CPN/CNV e l'importo definitivo non era ancora noto al momento della decisione di avvio. Il 24 giugno 2024 la CPN/CNV ha approvato l'importo di [100-500] milioni di EUR (in termini nominali) e il 16 ottobre 2024 ha notificato al Belgio e a Engie che l'importo finale da versare ammontava a [100-500] milioni di EUR alla fine del 2024 ([103]). L'importo delle dissinergie relative alla disattivazione a carico del governo belga è un importo forfettario fisso che non può subire aumenti nel caso in cui i costi aggiuntivi siano superiori rispetto al previsto; tuttavia, se il progetto LTO non procede come previsto, lo Stato belga sarà rimborsato.

(201) Il Belgio sostiene che anche l'accordo sui rifiuti prevede un ampio pacchetto di sicurezza inteso a garantire che le «passività nucleari illimitate» siano a carico di un operatore nucleare economicamente redditizio:

a) l'aumento delle passività relative alla disattivazione (per le unità LTO e per le unità non LTO) derivante dal progetto LTO, di cui lo Stato belga rimane responsabile, consiste nel pagamento finale di un importo forfettario, che garantisce che tutti i rischi di disattivazione e smantellamento restino a carico dell'operatore nucleare (cfr. considerando 200);

b) le passività nucleari illimitate restano soggette al controllo prudenziale della CPN/CNV, analogamente a quanto avveniva precedentemente all'accordo sui rifiuti (ossia la revisione triennale dei costi di disattivazione, gli investimenti, ecc.);

([102]) Il Belgio sostiene che l'impatto del progetto LTO sul programma di disattivazione esistente può essere negativo (dissinergia) o positivo (sinergia). L'importo complessivo è stato calcolato come negativo (dissinergie), sebbene siano stati presi in considerazione anche impatti positivi.

([103]) Se la conclusione dell'operazione è successiva al 31 dicembre 2024, l'importo sarà aumentato di [0-0,500] milioni di EUR al mese per tenere conto del corrispondente aumento del [0-5] % su base annua.

c) per garantire la redditività economica dell'operatore nucleare sono adottate, tra l'altro, le seguenti misure:

— un perimetro garantito delle attività che restano all'interno di Electrabel (cfr. considerando 181);

— soglie ridotte delle decisioni capitalistiche soggette all'approvazione della CPN/CNV (cfr. considerando 175 della decisione di avvio);

— condizioni per i prestiti infragruppo;

— garanzia della società madre (cfr. considerando 57 e 174 della decisione di avvio); e

— obblighi di informazione estesi.

3.3.2.5. Impatto dell'accordo sui rifiuti sulle misure finanziarie della componente 1

(202) Il Belgio sostiene che l'accordo sui rifiuti può essere valutato separatamente rispetto alle altre componenti della misura.

(203) In primo luogo, il Belgio sostiene che l'accordo sui rifiuti riguarda non solo le unità LTO, ma tutti e sette i reattori nucleari belgi. Gli accantonamenti nucleari su cui si basano gli importi soggetti a massimale tengono conto di tutti gli accantonamenti nucleari da effettuare fino alle date di chiusura legali originarie dei sette reattori nucleari (cfr. tabella 1).

(204) In secondo luogo, come indicato al considerando 170 della decisione di avvio, i costi relativi ai rifiuti operativi e al combustibile esaurito prodotti dalle unità LTO durante il periodo di estensione del loro ciclo di vita saranno a carico dei comproprietari di dette unità (BE-NUC e Luminus); essi comprendono i costi relativi alla conformità dei rifiuti operativi ai criteri contrattuali di trasferimento e una quota di adeguamento del volume per tali volumi aggiuntivi. Electrabel e le società contribuenti stabiliranno accantonamenti per i rifiuti radioattivi operativi conformemente alle norme contabili applicabili. Tali costi aggiuntivi si riflettono nel modello finanziario di sottoscrizione su cui si basano le misure di sostegno finanziario della componente 1 del progetto LTO e sono pertanto presi in considerazione per quanto riguarda la calibrazione delle sottomisure della componente 1.

(205) In terzo luogo, l'operatore nucleare rimane responsabile della disattivazione e dello smantellamento di tutti i sette reattori nucleari in Belgio. Tali costi non si riflettono né nell'accordo sui rifiuti né nel modello finanziario di sottoscrizione. Vi è un'eccezione relativa all'aumento delle passività relative alla disattivazione (per le unità LTO e non) derivanti dal progetto LTO, per cui la CPN/CNV ha stabilito e approvato un importo forfettario fisso che sarà versato una tantum dalle autorità belghe. L'importo di tali dissinergie è stato preso in considerazione nel modello finanziario di sottoscrizione.

3.3.3. *Componente 3: tutele giuridiche*

(206) Come osservato nella sezione 3.5 della decisione di avvio, l'accordo tra lo Stato belga ed Engie comprende anche disposizioni relative alle tutele giuridiche, che definiscono la condivisione dei rischi in caso di future modifiche legislative. Il capitolo 4 della legge Phoenix stabilisce la base giuridica per proteggere Engie da talune modifiche della normativa. Tuttavia il rapporto tra le parti per quanto riguarda gli indennizzi nel caso delle modifiche legislative in questione sarà disciplinato esclusivamente dalle disposizioni dell'accordo di attuazione.

(207) Tali disposizioni, concluse con Engie ed Electrabel, prevedono che, qualora il governo federale belga o il parlamento federale belga adottino nuove normative riguardanti nello specifico gli operatori nucleari in Belgio o le attività nucleari di Electrabel, che hanno un impatto negativo sulle condizioni sostanziali dell'operazione, lo Stato belga provvede al risarcimento di Engie (o di una delle società del gruppo Engie interessate) per le derivanti perdite dirette da essa effettivamente subite. Ciò comprende anche i pagamenti che Engie è tenuta a effettuare a favore di Luminus nel contesto di tale indennizzo. Conformemente al diritto belga, il ricorrente deve dimostrare la fondatezza della propria richiesta e l'importo dell'indennizzo sarà stabilito da un organo giurisdizionale o da una procedura arbitrale. Gli organi giurisdizionali belgi sono competenti in tal senso, ma esiste un'opzione di arbitrato reciproca per l'arbitrato dell'UNCITRAL.

(208) Tale disposizione non si applica se la modifica giuridica deriva dal recepimento del diritto europeo o internazionale, a meno che il governo federale belga o il parlamento federale belga non abbiano determinato o promosso attivamente l'istituzione e il contenuto di tale normativa a un altro livello (internazionale, sovranazionale, regionale europeo, comunale, ecc.) o abbiano determinato o promosso attivamente il raggiungimento di una decisione giudiziaria.

(209) Come indicato al considerando 180 della decisione di avvio, il Belgio sostiene che la prassi decisionale della Commissione suggerisce che le tutele contro le modifiche della normativa possono costituire aiuti di Stato. Il Belgio fa riferimento, a tale riguardo, alla decisione della Commissione relativa all'estensione del ciclo di vita di altri tre reattori nucleari in Belgio, in cui la Commissione ha esaminato le clausole di indennizzo contenute negli accordi conclusi tra lo Stato belga e i proprietari delle centrali nucleari. Di conseguenza il Belgio conclude che l'accordo sulle tutele giuridiche tra lo Stato belga ed Engie potrebbe comportare la concessione a Engie di un vantaggio economico selettivo.

3.3.4. *Opzioni di finanziamento alternative*

(210) Il Belgio sostiene che l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari richiede un pacchetto di sostegno specifico, a causa della particolare situazione economica e del profilo di rischio specifico dell'energia nucleare.

(211) Come osservato al considerando 22 della decisione di avvio, Electrabel non ha effettuato alcun accantonamento per le unità LTO in quanto, fino a marzo 2022, si prevedeva l'arresto di tutte le attività nucleari belghe entro, al più tardi, il 2025, a seguito della legge sull'eliminazione graduale del nucleare. A seguito della decisione relativa all'estensione del ciclo di vita di Doel 4 e Tihange 3, è emersa l'urgente necessità di ristrutturare le unità LTO. Dati i tempi ristretti e l'aumento dei costi del combustibile e di altri elementi necessari negli ultimi anni, le incertezze relative ai costi di investimento del progetto LTO sono notevoli.

(212) Le autorità belghe hanno esaminato meccanismi di sostegno alternativi, quali la partecipazione della tecnologia nucleare al meccanismo di capacità belga, un premio di incentivazione fisso, un contratto unidirezionale per differenza o un modello RAB.

(213) Secondo le autorità belghe, dati i fallimenti del mercato di cui alla sezione 3.1, tali alternative sono state considerate meno idonee a sostenere il progetto LTO, per i motivi che seguono:

a) il potenziale deficit di finanziamento e il profilo di rischio specifico delle unità LTO non possono essere adeguatamente affrontati attraverso la partecipazione al meccanismo di capacità, in quanto: i) il meccanismo di capacità consiste in una procedura competitiva con aste annuali che, per definizione, ha un esito incerto per i partecipanti ed è incompatibile con la scelta del Belgio di disporre di energia nucleare all'interno del suo mix energetico; ii) la remunerazione attraverso le aste del meccanismo di capacità è incompatibile con le tempistiche dell'estensione del ciclo di vita, per cui gli investimenti devono iniziare quanto prima affinché le unità LTO siano nuovamente disponibili entro novembre 2025; e iii) il meccanismo di capacità risolve solo il deficit di finanziamento del progetto di investimento, senza affrontare i rischi specifici ai quali è esposto l'operatore nucleare;

b) un premio di incentivazione fisso corrisponderebbe lo stesso importo per ciascuna unità di energia elettrica (indipendentemente dal livello dei prezzi all'ingrosso), determinando una potenziale sovracompensazione o sottocompensazione e imponendo all'operatore un rischio di mercato residuo eccessivo;

c) un contratto unidirezionale per differenza non imporrebbe ai produttori di restituire i ricavi di mercato oltre il prezzo di esercizio, consentendo così una potenziale sovracompensazione;

d) un modello RAB per le unità nucleari è più adatto ai nuovi investimenti nella capacità nucleare al fine di ridurre i rischi per il periodo di costruzione e le ingenti spese in conto capitale.

(214) Il Belgio sostiene che il contratto bidirezionale per differenza, in combinazione con le altre sottomisure del pacchetto di sostegno, fornisce il sostegno necessario a un costo inferiore per i consumatori rispetto ai meccanismi alternativi di sostegno alla remunerazione.

3.4. **Beneficiari**

(215) Come indicato al considerando 181 della decisione di avvio, i beneficiari finali della misura notificata sono i) Engie, in qualità di società madre di Electrabel, che è l'unico operatore e comproprietario delle unità LTO (89,807 %), nonché parte diretta dell'accordo di attuazione concluso con il governo belga; e ii) EDF S.A. («EDF»), in qualità di società capogruppo di Luminus, che è comproprietaria delle unità LTO (10,193 %) e parte delle società contribuenti, nonché in quanto società madre di EDF Belgium, anch'essa inclusa tra le società contribuenti. Nel corso del procedimento di indagine formale la Commissione non ha mai avuto motivi per modificare la sua valutazione in merito ai beneficiari principali.

(216) La Commissione concorda tuttavia con il punto di vista del Belgio in merito all'identificazione dei beneficiari della componente 1 della misura. In particolare, nelle sue osservazioni sulla decisione di avvio, il Belgio ha sostenuto che BE-NUC (l'impresa comune tra lo Stato belga ed Electrabel) e Luminus, anziché Electrabel e Luminus, sono i beneficiari diretti del contratto per differenza, dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, del MOCP e dello strumento relativo al capitale circolante. Electrabel, in quanto azionista di BE-NUC e attuale comproprietaria delle unità LTO, può tuttavia essere considerata un importante beneficiario anche di queste sottomisure della componente 1. Per quanto riguarda le altre sottomisure nell'ambito della componente 1, che forniscono sostegno alla gestione e alla manutenzione delle unità LTO, Electrabel è una beneficiaria diretta in quanto operatore nucleare e azionista di BE-NUC con lo Stato belga, mentre Luminus è una beneficiaria indiretta, in quanto comproprietaria delle unità LTO. Ai sensi dei punti 115 e 116 della comunicazione della Commissione sulla nozione di aiuto, il vantaggio può essere conferito anche a imprese diverse da quelle alle quali le risorse statali sono direttamente trasferite (vantaggio indiretto). Luminus beneficia della combinazione di sottomisure nell'ambito della componente 1, attraverso la riduzione dei rischi operativi e di insolvenza che esse determinano per il progetto LTO, senza risultare direttamente coinvolta. Si può pertanto ritenere che Luminus ottenga un vantaggio indiretto dalle sottomisure. Tale vantaggio indiretto non si applica all'EMSA, in quanto Luminus è proprietaria della sua quota di energia elettrica prodotta dalle unità LTO e gestirà la vendita dell'energia elettrica in modo indipendente, né all'accordo sui servizi amministrativi da concludersi tra Electrabel e BE-NUC.

(217) Per quanto riguarda la componente 2 della misura notificata, il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito e l'accordo sulle passività di disattivazione vanno a vantaggio dell'operatore nucleare, Electrabel, nonché di Luminus ed EDF Belgium nel loro ruolo di società contribuenti, che sono, insieme all'operatore nucleare, finanziariamente responsabili delle passività relative ai rifiuti nucleari e alla disattivazione.

(218) Per quanto riguarda la componente 3 della misura notificata, le tutele giuridiche prevedono che le misure unilaterali adottate dallo Stato belga che interessano gli operatori delle unità nucleari in Belgio o si applicano a essi specificamente, e che apportano modifiche negative alle condizioni sostanziali dell'operazione, darebbero diritto a un indennizzo. I beneficiari diretti sono pertanto Engie, in qualità di società madre di Electrabel, l'operatore (e comproprietario) dei reattori nucleari in Belgio e BE-NUC. Come per alcune delle sottomisure della componente 1, sebbene Luminus non sia direttamente interessata dalle misure di tutela giuridica della componente 3, essa è beneficiaria di un vantaggio indiretto, in quanto riceverà un indennizzo anche in caso di modifiche giuridiche che interessano il progetto LTO (cfr. sezione 3.3.3). Pertanto Luminus è beneficiaria indiretta della componente 3 della misura.

3.5. **Base giuridica e trasparenza**

(219) Come spiegato nella sezione 3.7 della decisione di avvio, il progetto LTO richiede una serie di modifiche normative, sintetizzate nella presente sezione.

3.5.1. *Modifica della legge sull'eliminazione graduale del nucleare*

(220) La legge sull'eliminazione graduale del nucleare dispone, dal 2003, l'eliminazione graduale della produzione di energia elettrica attraverso l'energia nucleare in Belgio ed è già stata modificata tre volte per consentire l'estensione del ciclo di vita di Tihange 1, Doel 1 e Doel 2.

(221) L'estensione del ciclo di vita di Doel 4 e Tihange 3 di 10 anni richiede un'altra modifica della legge sull'eliminazione graduale del nucleare. Le modifiche sono state attuate mediante la «legge che modifica la legge sull'eliminazione graduale del nucleare», approvata dal Parlamento in seduta plenaria il 18 aprile 2024, firmata dal Re il 26 aprile 2024 e pubblicata nella Gazzetta ufficiale belga il 5 giugno 2024.

(222) A norma della direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio ([104]), della direttiva 92/43/CEE del Consiglio ([105]) e della direttiva 2009/147/CE del Parlamento europeo e del Consiglio ([106]), il Belgio sostiene che la valutazione dell'impatto ambientale con consultazioni transfrontaliere ([107]) richiesta è stata effettuata.

3.5.2. *«Legge Phoenix»*

(223) I diversi elementi del progetto LTO sono attuati mediante una «legge per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento nel settore dell'energia e riformare il settore dell'energia nucleare», denominata anche «legge Phoenix». La descrizione dettagliata dei diversi capitoli della legge Phoenix è stata fornita al considerando 191 della decisione di avvio. La legge Phoenix è stata approvata dal parlamento in seduta plenaria il 18 aprile 2024 e firmata dal Re il 26 aprile 2024. È stata pubblicata nella Gazzetta ufficiale belga il 5 giugno 2024.

3.5.3. *Leggi sulla struttura governativa belga*

(224) Come osservato al considerando 193 della decisione di avvio, lo Stato belga ha istituito due nuovi enti pubblici che assumeranno determinate responsabilità in relazione al progetto LTO:

a) «BE-WATT»: un servizio autonomo con indipendenza contabile, costituito dalla «legge BE-WATT», che diventerà l'azionista del governo belga in BE-NUC e la controparte dell'accordo di remunerazione; e

b) «Hedera»: una nuova istituzione pubblica sui generis dotata di personalità giuridica, costituita dalla «legge Hedera», che si assume la responsabilità finanziaria per le passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito trasferiti e gestisce gli importi soggetti a massimale.

(225) La legge BE-WATT e la legge Hedera sono state approvate dal parlamento in seduta plenaria il 18 aprile 2024 e firmate dal Re il 26 aprile 2024. Sono state pubblicate nella Gazzetta ufficiale belga il 5 giugno 2024.

3.5.4. *Regi decreti*

(226) In primo luogo, il regio decreto di autorizzazione disciplina l'autorizzazione degli impianti di condizionamento dei rifiuti nucleari. Tale regio decreto è stato modificato per consentire l'autorizzazione degli impianti di condizionamento che condizionano i rifiuti nucleari conformemente ai criteri contrattuali di trasferimento. Sarà introdotta una categoria distinta per le autorizzazioni destinate agli impianti di condizionamento che operano conformemente ai criteri contrattuali di trasferimento. Il decreto è stato adottato l'11 luglio 2024 e pubblicato nella Gazzetta ufficiale belga il 15 luglio 2024.

(227) In secondo luogo, il regio decreto sui criteri contrattuali di trasferimento determina i criteri contrattuali di trasferimento e la classificazione del pacchetto di rifiuti, nonché il modo in cui essi utilizzano il credito di volume. Il decreto è stato adottato l'11 luglio 2024 e pubblicato nella Gazzetta ufficiale belga il 15 luglio 2024.

3.6. **Bilancio e finanziamento**

(228) Il Belgio si farà carico del fabbisogno totale di finanziamento del progetto LTO attraverso il bilancio generale dello Stato, compresi i potenziali rimborsi del contratto bidirezionale per differenza.

([104]) Direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (GU L 26 del 28.1.2012, pag. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

([105]) Direttiva 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (GU L 206 del 22.7.1992, pag. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/1992/43/oj).

([106]) Direttiva 2009/147/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 novembre 2009, concernente la conservazione degli uccelli selvatici (GU L 20 del 26.1.2010, pag. 7, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2009/147/oj).

([107]) Ulteriori informazioni su tali notifiche transfrontaliere indirizzate ad altri Stati membri dell'UE a norma dell'articolo 7 della direttiva sulla VIA (e tutti i riscontri ricevuti) sono disponibili sulla pagina dedicata del Servizio pubblico federale per l'economia.

(229) Come osservato al considerando 200 della decisione di avvio, il Belgio stima che i costi di capitale del progetto LTO ammontino a [2-2,5] miliardi di EUR e che i costi operativi totali per tutto il ciclo di vita siano pari a [7 000-8 000] milioni di EUR.

(230) L'impatto netto sul bilancio dello Stato belga è duplice: in primo luogo, attraverso il conferimento di capitale pari a 24,7 milioni di EUR all'impresa comune e, in secondo luogo, attraverso il costo netto delle misure a carico della controparte dell'accordo di remunerazione. Il Belgio sostiene che la spesa di bilancio prevista dipende non solo dalle proiezioni dei costi, ma anche dalle proiezioni relative ai prezzi/ai ricavi del mercato dell'energia, in quanto il progetto LTO sarà finanziato da una combinazione di ricavi di mercato, conguagli previsti dal contratto per differenza, pagamenti dei costi operativi minimi e versamenti di capitale, e prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività.

(231) Nell'ambito della proiezione dello scenario di base del modello finanziario di sottoscrizione, per tutta la durata del progetto, la controparte dell'accordo di remunerazione riceverà un importo nominale netto totale di [0-500] milioni di EUR.

(232) Tuttavia, se i prezzi dell'energia elettrica dovessero evolvere secondo una proiezione inferiore, il costo della misura per il governo belga aumenterebbe di [4 000-4 500] milioni di EUR, per via dell'aumento dei pagamenti del contratto per differenza. In caso di un evento imprevisto che rendesse entrambe le centrali nucleari indisponibili, la controparte dell'accordo di remunerazione sarebbe inoltre esposta all'onere di fornire un sostegno supplementare di [500-1 000] milioni di EUR per ciascun anno di indisponibilità. In uno scenario negativo di prezzi dell'energia elettrica bassi e di un evento di indisponibilità di 12 mesi, la controparte dell'accordo di remunerazione dovrebbe fornire un importo totale netto (nominale) pari a [4 000-4 500] milioni di EUR per tutta la durata del progetto, vale a dire che il bilancio della misura sarebbe prossimo al [40-50] % del totale dei costi di capitale e operativi.

3.7. **Cumulo**

(233) Il Belgio conferma che la misura non può essere cumulata con altri aiuti percepiti a copertura degli stessi costi sostenuti nell'ambito del progetto LTO. Il Belgio sostiene che, oltre al bilancio dello Stato, non sono previsti altri fondi per il finanziamento del progetto LTO e conferma che non sarà fatto ricorso a fondi dell'Unione.

3.8. **Motivi che hanno portato all'avvio del procedimento di indagine formale**

(234) La Commissione ha adottato la decisione di avvio il 22 luglio 2024. La Commissione è giunta in via preliminare alla conclusione che la misura costituisce aiuto di Stato e ha sollevato dubbi in merito alla sua compatibilità con il mercato interno ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE. Nella decisione di avvio, la Commissione ha sollevato dubbi in merito alla necessità, all'adeguatezza e alla proporzionalità dell'aiuto, alla non violazione del diritto dell'Unione e alle potenziali indebite distorsioni della concorrenza e degli scambi.

(235) In primo luogo, per quanto riguarda la necessità dell'aiuto, la Commissione ha sollevato dubbi in merito alle misure di sostegno finanziario previste dalla componente 1. Sebbene riconosca la possibilità che possa essere necessaria una fonte di entrate stabile per l'operatore nucleare e i proprietari dei reattori nucleari, date le incertezze relative al futuro prezzo di mercato dell'energia elettrica, la Commissione si è chiesta se le misure supplementari di sostegno finanziario in aggiunta al contratto bidirezionale per differenza siano tutte necessarie. In particolare la Commissione nutriva dubbi in merito alla creazione di un'impresa comune di cui il governo belga sarebbe stato azionista, al pagamento dei costi operativi minimi e al versamento di capitale, e ai prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività.

(236) In secondo luogo, per quanto riguarda l'adeguatezza dell'aiuto, la Commissione ha nuovamente sollevato dubbi in merito alle misure di sostegno finanziario previste dalla componente 1. La Commissione ha voluto indagare ulteriormente sul modello di contratto bidirezionale per differenza proposto dal Belgio, in quanto esso sembrava non prevedere incentivi sufficienti per reagire alle circostanze del mercato e per programmare la manutenzione nel modo più efficiente (compreso l'utilizzo del prezzo del mercato del giorno prima come prezzo di mercato di riferimento). Inoltre la Commissione si è chiesta se la combinazione di misure di remunerazione non sollevi i beneficiari da una quota eccessiva dei rischi operativi e di mercato.

(237) In terzo luogo, per quanto riguarda la proporzionalità dell'aiuto, la Commissione ha sollevato dubbi in merito alla proporzionalità di diverse misure di remunerazione finanziaria (tra cui i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e il MOCP). La Commissione ha ritenuto che tali misure siano combinate con un contratto per differenza e che debbano raggiungere, in base alla progettazione, un tasso di rendimento obiettivo del 7 % che può essere valutato solo in relazione alle misure stesse e alla riduzione del rischio che esse generano. La Commissione ha pertanto ritenuto di non poter valutare, al momento della decisione di avvio, la proporzionalità di tale tasso di rendimento obiettivo *in abstracto* e ha concluso che la valutazione della proporzionalità può solo seguire la valutazione dell'adeguatezza delle misure. Inoltre la Commissione nutriva dubbi in merito alla determinazione dell'importo del pagamento forfettario di 15 miliardi di EUR per il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito (in particolare sul tasso di attualizzazione utilizzato e sull'entità del premio di rischio), nonché sull'importo delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO (che non era ancora noto al momento della decisione di avvio).

(238) Infine la Commissione si è chiesta se un modello di contratto per differenza inadeguato e il cumulo di tutte le misure di sostegno finanziario non possano comportare indebite distorsioni del mercato. La Commissione necessitava poi di ulteriori rassicurazioni circa l'identità e l'indipendenza dell'entità che si occupa della vendita della produzione delle unità LTO sul mercato, nell'ambito dell'EMSA.

4. **POSIZIONE DEL BELGIO**

(239) Il 22 agosto 2024 il Belgio ha trasmesso le proprie osservazioni sulla decisione di avvio. Il Belgio ha fornito ulteriori analisi indipendenti preparate da Compass Lexecon in relazione al modello di contratto per differenza, ai prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e al MOCP (fornite il 22 agosto), nonché al massimale applicato alle passività connesse ai rifiuti (fornite il 30 agosto 2024), in risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio in merito alla necessità, all'adeguatezza e alla proporzionalità del pacchetto di misure di sostegno finanziario (componente 1 della misura di aiuto), alla proporzionalità dell'accordo sui rifiuti (componente 2 della misura di aiuto), alla conformità del modello di contratto per differenza al diritto dell'Unione e alle potenziali indebite distorsioni della concorrenza e degli scambi.

(240) Le osservazioni del Belgio sulla decisione di avvio discutono la misura iniziale (progetto LTO) descritta nella decisione di avvio. La misura attuale comprende modifiche (introdotte per rispondere ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio) rispetto alla misura iniziale ed è illustrata in dettaglio nella sezione 3 della presente decisione.

(241) Le argomentazioni avanzate dal Belgio sono illustrate più dettagliatamente di seguito.

4.1. **Posizione del Belgio sul pacchetto di misure finanziarie (componente 1)**

4.1.1. *Adeguatezza del modello di contratto per differenza*

(242) Il Belgio ha convenuto con la Commissione che la promozione di incentivi conformi al mercato e la riduzione al minimo di potenziali distorsioni indebite sono fondamentali per l'elaborazione dei meccanismi di sostegno.

(243) Secondo il Belgio, la cui posizione è sostenuta da un'analisi economica supplementare indipendente elaborata da Compass Lexecon ([108]), i vincoli tecnici, normativi ed economici delle unità LTO (cfr. anche la sezione 2.1) determinano la fattibilità e l'adeguatezza del modello di contratto per differenza. Il Belgio ha sostenuto in particolare che fornire incentivi economici all'operatore nucleare affinché reagisca alle circostanze del mercato in situazioni in cui la capacità di risposta è limitata può ripartire i rischi in modo non ottimale e aumentare l'incertezza delle entrate future, senza alcuna possibilità di attenuazione. Di conseguenza, i rischi più elevati per il beneficiario che non possono essere affrontati mediante contributi operativi possono tradursi in un profilo di rischio/rendimento degradato per l'investimento e in uno squilibrio economico del regime (ad esempio, richiedendo un TIR obiettivo più elevato). L'impatto atteso sui costi di sostegno che ne deriva deve pertanto essere bilanciato con i costi sostenuti dalla controparte dell'accordo di remunerazione per l'assunzione diretta di tale rischio.

([108]) Compass Lexecon, nota sul modello di contratto per differenza, 22 agosto 2024.

(244) Il Belgio sostiene inoltre che l'attività commerciale delle unità LTO e le corrispondenti decisioni di offerta costituiscono il parametro di riferimento economico per un modello di contratto per differenza che sostiene un comportamento conforme al mercato.

(245) Nel caso di specie, il Belgio ricorda che diversi vincoli tecnici e operativi limitano fortemente il margine di manovra per modificare il calendario di manutenzione ed effettuare modulazioni, e quindi il potenziale di creazione di valore associato a maggiori incentivi economici:

a) le unità LTO sono soggette a vincoli operativi che garantiscono la sicurezza dell'approvvigionamento nei periodi invernali, oltre che a requisiti tecnici e giuridici per la (ri)programmazione delle interruzioni;

b) la progettazione tecnica delle unità LTO è ottimizzata per il funzionamento come impianti di carico di base, il che ha implicazioni significative per la regolamentazione della sicurezza e limita le capacità di modulazione (ad esempio, massimo 30 modulazioni per ciclo del combustibile, con un potenziale rischio di arresto automatico);

c) i vincoli operativi e di modulazione e i rischi associati si traducono in costi di opportunità per l'operatore nucleare (ad esempio rischio di mancate entrate in caso di arresto automatico, perdita di opportunità di modulazione per via del raggiungimento del numero massimo di modulazioni prima della fine del ciclo).

(246) Il Belgio ha sostenuto che, dati i vincoli operativi e di sicurezza delle unità LTO, alcune caratteristiche dei modelli di contratto per differenza alternativi descritte di seguito non ripartirebbero i rischi e non incentiverebbero comportamenti conformi al mercato in modo più efficiente rispetto al modello proposto. In particolare il Belgio ha sostenuto che, in alcuni casi, l'utilizzo di quantitativi di riferimento e di prezzi di riferimento a lungo termine può favorire l'efficienza delle decisioni operative/di dispacciamento, in quanto scollega i pagamenti del contratto per differenza dal prezzo di mercato rilevato. Tuttavia ciò potrebbe non essere appropriato nel caso di specie, dati i vincoli operativi delle unità LTO e il modello di disponibilità unico nel periodo dei lavori di estensione del ciclo di vita, come spiegato di seguito:

a) in primo luogo, l'utilizzo del prezzo dei prodotti a lungo termine come prezzo di mercato di riferimento alternativo (ad esempio future, medie annue del prezzo del giorno prima) anziché del prezzo del mercato del giorno prima non tiene conto del modello di disponibilità unico nel periodo dei lavori di estensione del ciclo di vita, in quanto può comportare un rischio significativo di disallineamento tra il prezzo di riferimento e i prezzi rilevati, che BE-NUC non potrebbe coprire o gestire in modo efficiente attraverso contributi operativi (cfr. considerando 98). Tuttavia contesti e vincoli operativi diversi possono giustificare un prezzo di mercato di riferimento alternativo;

b) in secondo luogo, il calcolo dell'importo della remunerazione sulla base di un quantitativo di riferimento anziché della produzione effettiva può comportare ulteriori rischi di mercato che BE-NUC non coprirebbe né gestirebbe in modo efficiente. Anche in questo caso, l'uso di quantitativi di riferimento può essere appropriato in diversi contesti e dati vincoli tecnologici e operativi;

c) allo stesso tempo, come spiegato in precedenza ai considerando 11 e 12, per via dei rigorosi vincoli operativi e di modulazione che si applicano alle unità LTO, il potenziale di creazione di valore incrementale associato a maggiori incentivi di mercato derivanti da caratteristiche di modelli di contratto per differenza alternativi sarebbe limitato rispetto al modello di contratto per differenza scelto (cfr. di seguito).

(247) Secondo il Belgio, il modello di contratto per differenza prescelto, in combinazione con le sue disposizioni specifiche (MPRA e meccanismo di modulazione), mirava a bilanciare l'esposizione al rischio di mercato con incentivi operativi a sostegno dell'efficienza degli investimenti e del mercato a breve termine. Esso incoraggia risposte tempestive ai segnali del mercato senza causare inutili complessità ed è coerente con i vincoli tecnici e normativi delle unità LTO. A tale riguardo, il Belgio ha fatto riferimento:

a) all'MPRA, che fornisce un incentivo adeguato alla produzione in periodi di prezzi di mercato elevati, dato il margine di manovra (limitato) disponibile per adeguare i programmi di manutenzione; e

b) al meccanismo di modulazione, elaborato in modo da consentire l'allineamento pratico ai vincoli tecnici e normativi delle unità LTO e alle operazioni basate sul mercato. La soglia di modulazione fissa era intesa a bilanciare i potenziali benefici della modulazione con i relativi costi di opportunità sulla base di un meccanismo semplice.

(248) Per i motivi di cui sopra, il Belgio ha concluso che le preoccupazioni della Commissione in merito all'adeguatezza del modello di contratto per differenza previsto dalla decisione di avvio erano infondate.

(249) Tuttavia, nel corso dell'indagine formale, il Belgio ha deciso di modificare il modello di contratto per differenza e il meccanismo MPRA al fine di rafforzare gli incentivi conformi al mercato e tenere conto dell'evoluzione del mercato.

a) In primo luogo, il Belgio ha deciso di modificare il modello di contratto per differenza, conferendo l'autorità decisionale in materia di modulazioni economiche al partner dell'EMSA (eliminando in tal modo il meccanismo di modulazione previsto nel modello originario) e sostituendo la remunerazione fissa del partner dell'EMSA con una combinazione di una quota fissa e una variabile, così da incentivare una modulazione dinamica che segua l'evoluzione del mercato e tenere conto al contempo dei vincoli tecnici (e dei potenziali rischi di arresto automatico) delle unità LTO. Per una descrizione dettagliata della formula di remunerazione modificata, cfr. sezione 3.3.1.5.2.

b) In secondo luogo, il Belgio ha intensificato il meccanismo MPRA, in modo che il TIR atteso e realizzato segua più da vicino le condizioni di mercato mutevoli. Per una descrizione dettagliata di questa modifica, cfr. la sezione 3.3.1.3.2.

4.1.2. *Struttura dell'impresa comune*

(250) Electrabel e lo Stato belga prevedono la creazione di un'impresa comune al 50 %, che manterrà le attività pertinenti per consentire la continuità operativa delle unità LTO.

(251) Il Belgio ha sostenuto che tale approccio consente allo Stato belga di partecipare al controllo della società di progetto, in quanto i due azionisti costituiscono l'impresa comune a parità di termini e condizioni e, in quanto azionisti, con lo stesso livello di rischio (corrispondente al finanziamento e al rischio regolari degli azionisti) e di ricompensa (in particolare i dividendi). L'approccio consente inoltre allo Stato belga di mantenere un certo grado di titolarità sulle infrastrutture critiche.

4.1.3. *MOCP e prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività*

(252) Il Belgio ha spiegato che, se le entrate di BE-NUC non sono sufficienti a coprire i costi necessari per il funzionamento delle unità LTO (i costi previsti dall'accordo operativo e di manutenzione e altri costi di capitale operativi, di carburante e manutenzione), lo Stato belga, in qualità di controparte dell'accordo di remunerazione, è tenuto a versare a BE-NUC (e Luminus) un importo integrativo. BE-NUC è tenuta a presentare, a tale riguardo, una relazione annuale di riconciliazione. Tale pagamento delle spese operative minime è inteso a garantire liquidità sufficiente per far fronte a tali costi, al fine di salvaguardare la redditività e la solvibilità a lungo termine di BE-NUC. Inoltre la controparte dell'accordo di remunerazione provvederà al versamento di capitale, che consiste nella copertura del 50 % dei costi del capitale investito in relazione ai costi di capitale ammortizzati relativi all'estensione del ciclo di vita delle unità LTO. Il pagamento delle spese operative minime e il versamento di capitale sono denominati MOCP e si applicano a partire dalla data di riavvio delle unità LTO.

(253) Il Belgio ha spiegato che metterà inoltre a disposizione di BE-NUC e Luminus, a decorrere dal 1º luglio 2025, strumenti di prelievo atti a finanziare i costi operativi e di manutenzione sostenuti durante determinati periodi di arresto ai sensi della clausola 3.2(A), («Reperimento di prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività») dell'accordo di remunerazione. In particolare lo Stato belga fornirà a BE-NUC e Luminus prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività a tasso di interesse limitato e rimborsabili secondo un calendario di rimborso specificato, anziché capitale aggiuntivo, per finanziare in due tranche:

a) i costi relativi al periodo di arresto delle centrali nucleari (1º luglio 2025 per Doel 4 e 1º settembre 2025 per Tihange 3) e fino alla data di riavvio delle unità LTO; e

b) i costi sostenuti durante i lavori di estensione del ciclo di vita programmati nel periodo compreso tra la data di riavvio delle unità LTO e il 31 dicembre 2028 (per evitare dubbi, eventuali ulteriori perdite causate da interruzioni non programmate devono essere coperte dal MOCP).

(254) Il Belgio ha spiegato che il MOCP affronta i rischi ad alto impatto che comportano perdite durante la fase operativa. Insieme ai prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività durante la fase di pre-riavvio, tali misure sono essenziali per garantire che il progetto generi flussi di cassa sufficienti per pagare l'operatore nucleare e mantenere la sostenibilità operativa a lungo termine. Il Belgio sostiene che, in assenza di tali misure, la centrale nucleare potrebbe andare incontro al fallimento in caso di interruzioni prolungate o di modifiche normative (politiche) che ne causino l'indisponibilità.

(255) Al fine di suffragare ulteriormente tali affermazioni, il Belgio ha presentato le seguenti osservazioni, corroborate da un'analisi indipendente effettuata da Compass Lexecon ([109]):

a) gli investimenti commerciali in attività nucleari sono esposti a rischi incontrollabili e ad alto impatto connessi alla regolamentazione/politica e alla tecnologia, che possono incidere sulla disponibilità di centrali elettriche. I progetti nucleari hanno una struttura dei costi prevalentemente fissa, il che rende i loro risultati finanziari particolarmente sensibili ai periodi di indisponibilità. A differenza del modello RAB, un regime di contratto per differenza da solo non è sufficiente per far fronte a tali rischi di indisponibilità ad alto impatto ed è dunque necessario un ulteriore meccanismo di gestione dei rischi;

b) il MOCP è necessario per garantire una parziale copertura contro scenari che comportano perdite sostanziali che potrebbero compromettere la sostenibilità (e la solvibilità) economica e finanziaria delle unità LTO. I prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono necessari per finanziare i costi operativi fissi necessari per mantenere le unità LTO prima del riavvio e durante i lavori di estensione del ciclo di vita delle unità LTO programmati;

c) tenuto conto dell'attività passata delle centrali nucleari belghe ed estere, esiste la possibilità che si verifichi un evento di indisponibilità significativa che colpisca entrambe le unità nucleari per una buona parte dell'anno. Guardando al futuro, tali rischi sistemici dovrebbero intensificarsi con la riduzione del parco nucleare belga a partire dal 2025. Inoltre potrebbero verificarsi eventi più frequenti e meno gravi che determinerebbero comunque perdite per il progetto LTO, il che giustifica ulteriormente la necessità del meccanismo MOCP.

(256) Il Belgio ha pertanto concluso che il MOCP e i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono adeguati e proporzionati:

a) il MOCP non protegge il progetto LTO da tutti i rischi operativi; la misura è dunque adeguata, in quanto è necessaria nella misura in cui è utile a fare fronte a eventi di indisponibilità significativa e a evitare il fallimento di BE-NUC. Altri rischi operativi restano a carico degli azionisti, il che porta a numerosi scenari in cui la redditività è ridotta e il TIR del progetto del 7 % non è raggiunto, neanche con la misura di aiuto in vigore;

b) il MOCP è proporzionato, in quanto è limitato agli importi integrativi necessari per evitare perdite (componente dei costi operativi minimi) e, nel caso di perdite di investimento (ossia il TIR negativo del progetto), copre solo il 50 % dei conferimenti di capitale (componente del versamento di capitale). In altre parole, anche con il MOCP, gli azionisti possono perdere fino al 50 % del loro investimento;

c) il prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività fornisce liquidità sotto forma di finanziamento limitato alla perdita di entrate, in modo che l'aiuto sia adeguato;

d) il prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività è proporzionato, in quanto è ridotto al minimo necessario a limitare le perdite e ha un costo, essendo rimborsabile con gli interessi.

(257) A seguito del procedimento di indagine formale, il Belgio ha deciso di introdurre un massimale per i potenziali pagamenti MOCP pari a un massimo di 2 miliardi di EUR, esercitando i suoi diritti di risoluzione nell'ambito dell'accordo di remunerazione, a meno che un'analisi dello Stato belga dimostri che tale risoluzione potrebbe incidere negativamente sulla sicurezza dell'approvvigionamento del Belgio e/o che una risoluzione non sarebbe appropriata da un punto di vista finanziario. Per maggiori dettagli si veda la sezione 3.3.1.3.3.

4.1.4. *Prestiti degli azionisti e strumento per il capitale circolante*

(258) Secondo il Belgio, lo Stato belga ed Electrabel, in qualità di azionisti, convengono di finanziare la loro quota proporzionale del fabbisogno di finanziamento o di inattese carenze di finanziamento di BE-NUC (nella misura in cui si tratta di costi e spese che non sono finanziati da altri meccanismi quali le entrate di BE-NUC, i conguagli a favore di BE-NUC nell'ambito dell'accordo di remunerazione, il prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività, ecc., garantendo che i costi non siano coperti due volte).

([109]) Compass Lexecon, Nota — Nota complementare sui prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e al MOCP, 22 agosto 2024.

(259) Il Belgio ha spiegato che Electrabel e lo Stato belga hanno concluso accordi individuali identici con BE-NUC per quanto riguarda i prestiti degli azionisti. Sebbene i tassi di interesse non siano stati stabiliti, gli accordi sui prestiti degli azionisti prevedono che il tasso di interesse di ciascun prestito sia un tasso di libera concorrenza determinato dal consiglio di amministrazione di BE-NUC conformemente all'accordo tra azionisti, con riferimento ai tassi di mercato prevalenti e a qualsiasi finanziamento del debito di terzi comparabile che possa essere disponibile al momento pertinente. I termini di rimborso degli importi e dei tassi di interesse sono identici.

(260) Il Belgio ha spiegato che lo strumento per il capitale circolante serve a finanziare il fabbisogno di capitale circolante derivante dal funzionamento delle unità LTO. BE-NUC sarà autorizzata ad attingere allo strumento per il capitale circolante se la differenza tra i flussi finanziari in entrata e quelli in uscita è inferiore alle spese operative stimate del prossimo periodo di spesa stabilito nell'accordo di remunerazione. L'importo dello strumento deve essere almeno pari alle spese operative medie aggregate stimate relative a un periodo di tre mesi. Il Belgio ha chiarito che, in effetti, lo strumento per il capitale circolante funge da ponte infrannuale verso il MOCP annuo, fungendo da linea di credito rotativa che sarebbe rimborsata annualmente, se utilizzata, dal MOCP fornito dallo Stato belga.

(261) Il Belgio ha chiarito che Electrabel proporrà una metodologia per il prestito dell'azionista Electrabel, descritta in un prospetto delle condizioni, da comunicare al consiglio di amministrazione di BE-NUC e poi replicare per il prestito dello Stato belga e lo strumento per il capitale circolante. I termini di rimborso degli importi e dei tassi di interesse sono identici. Il Belgio ha affermato che la metodologia era ancora in fase di discussione e sarebbe stata comunicata in una fase successiva.

4.2. **Posizione del Belgio sull'EMSA**

4.2.1. *Aggiudicazione dell'EMSA mediante procedura di gara competitiva*

(262) Per quanto riguarda l'acquisto di servizi di gestione dell'energia nell'ambito dell'EMSA, il Belgio ha affermato che l'acquisto di tali servizi avviene mediante una procedura di gara competitiva, trasparente, non discriminatoria e incondizionata. In particolare il contratto dell'EMSA sarà aggiudicato mediante una procedura negoziata con previa indizione di gara (articolo 120 della legge belga sugli appalti pubblici del 17 giugno 2016), che è una procedura standard nel settore dei servizi di pubblica utilità. Il Belgio conclude pertanto che l'EMSA non concede alcun vantaggio al gestore dell'energia (partner dell'EMSA) e che il partner dell'EMSA non beneficia di aiuti di Stato.

(263) Il Belgio ha sostenuto che, sebbene l'applicazione delle direttive sugli appalti pubblici preveda già una serie di garanzie, data l'importanza dei servizi offerti e la sensibilità dal punto di vista della concorrenza, sono state attuate disposizioni e garanzie supplementari al fine di garantire che la gara sia sufficientemente competitiva.

(264) Più specificamente, il Belgio ha spiegato che, prima della redazione della documentazione di gara, è stata inviata una richiesta di informazioni sull'EMSA al fine di raccogliere i pareri del mercato, in cui erano compresi numerosi argomenti relativi al contenuto del contratto dell'EMSA. Inoltre la gara d'appalto impone criteri di selezione specifici che garantiscono che i partecipanti qualificati/selezionati siano idonei allo scopo, in considerazione dell'importanza e della sensibilità del servizio offerto. Maggiori informazioni sulla procedura di gara e sui criteri di selezione sono fornite nella sezione 3.3.1.5.1.

(265) Come osservato nella sezione 3.3.1.5.2, a seguito del procedimento di indagine formale, il Belgio ha deciso di concedere l'autorità decisionale in merito alle modulazioni economiche al partner dell'EMSA e di sostituire quindi la remunerazione fissa di quest'ultimo con una combinazione di una quota fissa e una variabile, incentivando così maggiormente una modulazione che segua i segnali del mercato e considerando al contempo i vincoli tecnici (e i potenziali rischi di arresto automatico) delle unità LTO.

4.2.2. *Misure di salvaguardia aggiuntive relative al gestore dell'energia*

(266) Il Belgio ha affermato che sono previste misure specifiche per quanto riguarda la potenziale partecipazione alla procedura di gara di GEMS, l'entità commerciale di Engie (un'unità operativa del gruppo Engie indipendente, da un punto di vista gestionale, dall'unità operativa Nuclear).

(267) Il Belgio ha inoltre chiarito che sono e saranno adottate e attuate misure sufficienti per individuare e prevenire efficacemente eventuali conflitti di interesse. Tali misure possono essere sintetizzate come segue:

a) la richiesta di informazioni consente di effettuare verifiche di mercato e, in tale contesto, qualsiasi parte interessata può proporre termini e proposte diversi da riportare nella richiesta di informazioni, garantendo che la gara d'appalto non contenga ostacoli a svantaggio dei partecipanti interessati rispetto a GEMS (o a qualsiasi società del gruppo Engie). Electrabel (o qualsiasi società del gruppo Engie) non sarà coinvolta nel processo di redazione della documentazione di gara a seguito (degli esiti) della richiesta di informazioni;

b) durante la procedura di gara, se GEMS dovesse parteciparvi, anche in qualità di subappaltatore o in qualsiasi altra veste, Electrabel (o qualsiasi società del gruppo Engie) e i suoi amministratori o agenti non possono partecipare ad alcuna decisione e/o delibera di BE-NUC in relazione alla gara (ad esempio, la decisione di selezione e la decisione di aggiudicazione);

c) all'interno dell'organizzazione di Electrabel, sono state e continueranno a essere erette solide barriere etiche e protettive delle informazioni tra i soggetti responsabili della presentazione delle offerte presso GEMS e i soggetti coinvolti nella gestione di BE-NUC. Le stesse misure di salvaguardia saranno adottate nel caso in cui GEMS sia infine nominata gestore dell'energia mediante una procedura di gara con esito positivo.

(268) Il Belgio ha inoltre chiarito che, qualora non sia concluso un EMSA in tempo utile, GEMS eseguirà temporaneamente e in via eccezionale i servizi previsti dall'EMSA, al fine di garantire la continuità. Il Belgio ha sostenuto che l'accordo è necessario e adeguato per garantire la continuità del servizio pubblico (la vendita dell'energia elettrica prodotta dalle unità LTO), ma tale soluzione è strettamente limitata nel tempo e circoscritta al minimo necessario.

4.2.3. *Conclusione del Belgio in merito all'EMSA*

(269) Il Belgio ha concluso che la procedura di gara per l'EMSA esclude potenziali aiuti di Stato, in quanto: i) lo Stato belga garantirà che BE-NUC segua rigorosamente la normativa e i principi in materia di appalti pubblici; e ii) l'ampio processo di consultazione che precede l'avvio effettivo della gara d'appalto fornisce ulteriori garanzie del fatto che l'acquisto di servizi è effettuato mediante una procedura di gara competitiva, trasparente, non discriminatoria e incondizionata.

(270) Il Belgio ha concluso inoltre che sono stati evitati eventuali rischi di preclusione del mercato e altre potenziali pratiche anticoncorrenziali da parte di Engie, e che sono state adottate tutte le misure e le garanzie atte ad assicurare la nomina di un partner dell'EMSA indipendente. In via del tutto eccezionale, GEMS fornirebbe temporaneamente tali servizi; tale misura è necessaria e adeguata al fine di garantire la continuità del servizio pubblico.

4.3. **Posizione del Belgio in merito all'accordo sui rifiuti**

4.3.1. *Passività di disattivazione*

(271) Il Belgio ha chiarito che le passività relative alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO, derivanti dal progetto LTO («dissinergie»), se dimostrate da Electrabel, saranno a carico dello Stato belga mediante il pagamento di un importo forfettario unico (completo e definitivo) alla data di conclusione dell'operazione. Il Belgio ha spiegato che l'accordo di attuazione prevede che lo Stato belga ed Electrabel concordino l'importo entro un termine stabilito e, in caso di mancato accordo, la questione sarà sottoposta alla decisione della CPN/CNV.

(272) Il Belgio ha ricordato che, poiché la questione era pendente al livello della CPN/CNV al momento della decisione di avvio, quest'ultima non ne ha valutato la proporzionalità.

(273) Il Belgio ha spiegato che lo Stato belga ed Electrabel non hanno concordato l'importo entro il termine stabilito, per cui la questione è stata sottoposta alla decisione della CPN/CNV. Più precisamente, il Belgio ha chiarito che:

a) il 12 dicembre 2023 Electrabel ha trasmesso allo Stato belga la sua proposta di revisione: Electrabel sosteneva che le passività relative alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO sarebbero ammontate a 689,9 milioni di EUR (valori del 2021) e a 580 milioni di EUR (valori del 2023);

b) il 25 gennaio 2024 lo Stato belga ha risposto alla proposta di revisione. Nella sua risposta, lo Stato belga ha ritenuto che Electrabel non avesse fornito elementi di prova sufficienti su ciascuno di questi impatti, che i costi da essa presentati non fossero stati calcolati con sufficiente precisione e che le passività relative alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO fossero quindi pari a zero;

c) poiché ulteriori discussioni tra Electrabel e lo Stato belga non hanno portato a un accordo reciproco sull'importo delle passività relative alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO, la questione è stata sottoposta alla CNV/CPN;

d) la CNV/CPN ha chiesto il parere dell'ONDRAF/NIRAS e della FANC/AFCN, che hanno risposto rispettivamente il 25 marzo 2024 e il 27 marzo 2024. Il 6 giugno 2024 l'ONDRAF/NIRAS ha presentato ulteriori osservazioni scritte;

e) il 24 giugno 2024 la CPN/CNV ha emesso un parere sulle passività relative alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO e ha concluso che l'impatto del progetto LTO sui costi di disattivazione consiste in un aumento degli stessi (costi overnight) di [100-500] milioni di EUR (valori del 2021). I costi overnight calcolati devono essere attualizzati utilizzando il tasso di attualizzazione e di inflazione determinato al momento della revisione triennale del 2022. Su tale base, l'aumento dei costi di disattivazione e smantellamento ammonta a [100-500] milioni di EUR (valori del 2023).

(274) Il Belgio ha pertanto concluso che l'importo per il trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO, come indicato nel parere della CPN/CNV del 24 giugno 2024, è proporzionato.

4.3.2. *Posizione del Belgio sulla proporzionalità del massimale applicato alle passività connesse ai rifiuti*

(275) Il 30 agosto 2024 il Belgio ha inoltre presentato un'ulteriore analisi indipendente di Compass Lexecon, che fornisce un'analisi economica della concezione del massimale applicato alle passività connesse ai rifiuti, comprendente a sua volta un'analisi del tasso di attualizzazione del 3 % e ulteriori spiegazioni sul modo in cui i rischi aggiuntivi individuati dalla CPN/CNV sono già coperti dal premio di rischio calcolato dallo Stato belga o hanno una probabilità limitata/un impatto limitato.

4.3.2.1. Preoccupazioni relative al fattore di attualizzazione

(276) Il Belgio ha affermato che le preoccupazioni della Commissione relative al tasso di attualizzazione derivano da un'analisi fornita dalla CPN/CNV nel suo parere del 7 marzo 2023 indirizzato al ministro dell'Energia ([110]), in cui essa ritiene che il tasso di attualizzazione da utilizzare per le spese relative al combustibile esaurito debba avvicinarsi gradualmente al tasso di rendimento privo di rischio a lungo termine (calcolato al 2,17 %) e suggerisce l'uso di un tasso di attualizzazione in due fasi (3,17 % per i primi 30 anni e 2,17 % per il periodo successivo).

([110]) CPN/CNV, «Parere indirizzato al ministro dell'Energia in merito al trasferimento della responsabilità finanziaria da ENGIE allo Stato belga per la gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito provenienti dalle sette centrali nucleari belghe», 7 marzo 2023.

(277) Il Belgio ha fatto riferimento a un'analisi indipendente elaborata da Compass Lexecon ([111]), che ha dimostrato che il tasso di attualizzazione del 3 % indicato dallo Stato belga è proporzionato, sulla base di quanto segue: i) un'analisi economica dell'approccio raccomandato dalla CPN/CNV; ii) altri approcci pertinenti; e iii) il precedente tedesco nel caso SA.45296.

a) In primo luogo, l'analisi indipendente del tasso di attualizzazione ha dimostrato che l'approccio in due fasi suggerito dalla CPN/CNV per stabilire il tasso di attualizzazione equivale all'attualizzazione dei flussi di pagamenti con un tasso unico del 2,9 % ([112]). Inoltre dall'analisi è emerso che i tassi suggeriti dalla CPN/CNV sono stati calcolati su un periodo specifico di tassi di interesse costantemente bassi e che, aggiornando il calcolo sulla base dei dati sul tasso OLO disponibili al momento della decisione di avvio del 22 luglio 2024, l'approccio in due fasi determina un tasso di attualizzazione equivalente del 3,2 % ([113]), ossia 24 punti base superiore rispetto al tasso di attualizzazione indicato dallo Stato belga.

b) In secondo luogo, l'analisi indipendente ha suggerito che l'approccio in due fasi proposto dalla CPN/CNV non rappresenta l'unica soluzione per stabilire un tasso di attualizzazione che si avvicini gradualmente al tasso di rendimento privo di rischio a lungo termine. Il tasso di attualizzazione dovrebbe in effetti rappresentare il rendimento che Hedera può ottenere investendo oggi una somma forfettaria in attività prive di rischio. L'analisi conferma che, investendo in un portafoglio di determinati titoli a reddito fisso, tra cui le obbligazioni emesse dal governo belga con scadenze diverse, lo Stato belga potrebbe ottenere un tasso superiore al 3 % ([114]).

c) Infine dall'analisi indipendente è emerso che, nel precedente caso tedesco relativo al trasferimento allo Stato tedesco delle passività relative ai rifiuti nucleari (caso SA.45296), il tasso di attualizzazione era del 4,58 %, sulla base di un tasso di rendimento a 30 anni previsto dell'Autorità europea delle assicurazioni e delle pensioni aziendali e professionali (EIOPA), che era pari all'1,994 % al momento della decisione della Commissione di giugno 2017. La Commissione ha ritenuto il fattore di attualizzazione del 4,58 % accettabile per le passività tedesche relative ai rifiuti radioattivi e al combustibile esaurito. Alla luce dell'aumento significativo del tasso dell'EIOPA, il tasso di attualizzazione molto inferiore del 3 % suggerito dallo Stato belga sembra coerente con l'attuale livello del tasso di interesse.

4.3.2.2. Preoccupazioni relative ai rischi considerati nell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti

(278) Il Belgio ha sostenuto che le preoccupazioni della Commissione relative ai rischi considerati nell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti derivano anche dal parere della CPN/CNV al ministro dell'Energia (cfr. nota 113), all'interno del quale si dovrebbe tenere conto di tre rischi:

a) superamento dei costi: il rischio che i costi overnight previsti possano essere sottostimati e, pertanto, le riserve per imprevisti potrebbero essere insufficienti;

b) sottostima dell'inflazione nel settore delle costruzioni: il rischio che l'inflazione effettiva nel settore della costruzione sia superiore all'obiettivo di inflazione del 2 % della Banca centrale europea ipotizzato nel tasso di attualizzazione della CPN/CNV;

c) rischio di investimento: il rischio che Hedera non possa raggiungere il tasso di rendimento atteso a seguito di variazioni dei tassi di interesse. Secondo la CPN/CNV, si tratta di uno scenario poco probabile.

([111]) Compass Lexecon, Nota — *Analysis of the concerns of the EU Commission relating to the nuclear waste cap design*, 30 agosto 2024.

([112]) Tale valore è stato sostituito dall'analisi di Compass Lexecon, effettuata su dati più dettagliati, nel documento «CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124», presentata il 30 novembre 2024, che produce un tasso equivalente del 2,8 %.

([113]) Tale valore è stato sostituito dall'analisi di Compass Lexecon, effettuata su dati più dettagliati, nel documento «CL — Response to the EC concerns on discount rate — 291124», presentata il 30 novembre 2024, che produce un tasso equivalente del 3,1 %.

([114]) L'analisi è stata integrata dalla risposta alla domanda 5.4 della richiesta di informazioni del 1° ottobre. In pratica, per coprire il rischio di inflazione, Hedera si concentrerà su una gestione dinamica delle attività e delle passività, basata su un portafoglio diversificato in cui sono comprese attività che consentono al fondo di proteggersi dall'inflazione. Ad esempio, Hedera potrebbe progettare un portafoglio basato (a titolo non esaustivo) su obbligazioni e strumenti di debito, capitale proprio, beni immobili e derivati, con l'obiettivo a lungo termine di conseguire un rendimento dell'1 % in termini reali, riducendo al minimo il rischio di volatilità.

(279) Dall'analisi indipendente di Compass Lexecon è emerso che tali rischi sono stati presi in considerazione e che l'approccio adottato dallo Stato belga è prudente e comprende riserve per imprevisti sufficienti a coprirli.

a) Per quanto riguarda il rischio di superamento dei costi, l'analisi ha rilevato che i costi della gestione dei rifiuti nucleari in Belgio sono spesso sottoposti ad audit e aggiornati, e che il massimale applicato alle passività connesse ai rifiuti è basato sui dati più recenti disponibili. Inoltre il massimale applicato alle passività connesse ai rifiuti comprende di per sé un importo di base e un premio di rischio. L'importo di base è basato su un inventario dei rifiuti e su uno scenario di riferimento industriale dell'ONDRAF/NIRAS, che rappresenta la situazione «più probabile che non» (ossia uno scenario di rischio del 50° percentile), il che significa che le riserve per imprevisti indicate saranno sufficienti a coprire gli sforamenti dei costi con una probabilità del 50 %. Il premio di rischio, aggiunto all'importo di base, si basa su una nota dell'ONDRAF/NIRAS che adotta un approccio dal basso verso l'alto per individuare e quantificare alcuni rischi aggiuntivi; tale premio copre: i) il rischio di ulteriore superamento dei costi per l'impianto di smaltimento geologico, non ancora coperto dalle riserve per imprevisti dell'importo di base; ii) il rischio che sia adottata un'altra soluzione tecnica diversa dall'impianto di smaltimento geologico a una profondità di 400 m; iii) il rischio di un ulteriore superamento dei costi dovuto alla gestione e alla manutenzione degli impianti di stoccaggio presso il sito di Belgoprocess, alla gestione degli impianti di stoccaggio del combustibile esaurito dopo il 2050 e alla costruzione di altre strutture, non ancora coperto dalle riserve per imprevisti dell'importo di base; e iv) il rischio normativo che alcuni rifiuti possano non essere ammissibili allo stoccaggio in superficie. Inoltre l'analisi ha rilevato che il premio di rischio ammonta a 5 185 milioni di EUR, ossia il 53 % dell'importo di base (9 815 milioni di EUR), vale a dire un importo notevolmente superiore al premio di rischio del 35 % incluso nella metodologia elaborata per il trasferimento allo Stato tedesco delle passività relative ai rifiuti nucleari nel caso analogo SA.45296. La metodologia utilizzata nel caso tedesco era simile, ma lo scenario di riferimento del caso belga beneficia di dati più recenti, compreso il riscontro proveniente da progetti in Svizzera e Finlandia, e si basa pertanto su una serie di dati più aggiornata.

b) Per quanto riguarda il rischio di sottostimare l'inflazione dei costi di costruzione, dall'analisi è emerso che l'evoluzione dei costi di costruzione misurata dall'Association Belge des Experts («ABEX») non differisce sostanzialmente dall'inflazione misurata dall'IPC. Secondo l'analisi, la preoccupazione della CPN/CNV era motivata dall'inflazione superiore al normale dei costi di costruzione nel 2022; tale impennata dell'inflazione è considerata nel premio di rischio. L'analisi ha inoltre rilevato che l'inflazione a lungo termine registrata in Germania nel caso analogo SA.45296 era pari all'1,60 %, mentre nel caso di specie l'inflazione a lungo termine è fissata al 2 %, obiettivo della BCE.

c) Per quanto riguarda il rischio di investimento e la preoccupazione della CPN/CNV secondo cui il fondo Hedera incaricato degli accantonamenti potrebbe essere esposto al rischio di un rendimento non sufficiente a coprire le spese, l'analisi ha dimostrato che, investendo oggi in un portafoglio di obbligazioni con scadenze diverse e detenendole fino alla scadenza, il fondo riceverà cedole a un tasso di interesse invariabile e non sarà dunque esposto a variazioni del tasso stesso (utilizzando tecniche di gestione delle attività e delle passività («ALM») per far corrispondere le attività alle passività alla scadenza). L'analisi menzionava tuttavia due rischi residui ai quali il fondo sarebbe esposto con tale approccio:

— in primo luogo, per comporre gli interessi ricevuti al momento del pagamento delle cedole, il fondo dovrà spesso reinvestire in obbligazioni di nuova emissione. Tale rischio può essere coperto, dal momento che il fondo dispone di un flusso relativamente certo di pagamenti per la gestione dei rifiuti, per cui è possibile realizzare un portafoglio di titoli a reddito fisso che corrisponda ai termini delle spese.

— In secondo luogo, la scadenza più lunga per le obbligazioni belghe è di 50 anni, mentre le spese per il combustibile esaurito si estendono fino al 2135. Tuttavia le spese che si verificano dopo 50 anni sono limitate, in quanto rappresentano solo il 13 % delle spese totali non attualizzate e sono disponibili alcuni titoli a reddito fisso con scadenza più lunga, come le obbligazioni austriache a 100 anni.

(280) L'analisi è stata integrata dalla risposta alla domanda 5.4 della richiesta di informazioni del 1º ottobre 2024. Il Belgio ha sostenuto che, nella pratica, il portafoglio di Hedera dovrebbe essere strutturato in modo da far fronte a tutti gli scenari economici plausibili per il periodo, in particolare in termini di livello di inflazione. L'obiettivo di Hedera è di ottenere un rendimento dell'1 % in termini reali (ossia dell'1 % superiore al livello di inflazione). A tal fine Hedera elaborerà una strategia che tenga conto del rischio che tale rendimento possa non essere conseguito nell'ambito di determinati regimi economici (ad esempio, nel caso di un periodo prolungato di inflazione elevata) con un portafoglio composto unicamente da obbligazioni. Hedera si concentrerà dunque su una gestione dinamica delle attività e delle passività, basata su un portafoglio diversificato in cui sono comprese attività che consentono al fondo di proteggersi dall'inflazione. Ad esempio, Hedera potrebbe progettare un portafoglio basato (a titolo non esaustivo) su obbligazioni e strumenti di debito, capitale proprio, beni immobili e derivati, con l'obiettivo a lungo termine di conseguire un rendimento dell'1 % in termini reali, riducendo al minimo il rischio di volatilità. Va infine osservato che Hedera limiterà la propria esposizione al capitale, alle obbligazioni e ai beni immobili belgi. Ciò al fine di garantire una diversificazione e far sì che il fondo sia sufficientemente scollegato dall'economia belga.

4.4. **Posizione del Belgio sugli effetti cumulativi delle sottomisure**

(281) Il Belgio ha affermato che le diverse componenti e sottomisure del progetto LTO rientravano nell'ambito delle richieste di Engie di concordare l'estensione del ciclo di vita ed erano tutte incluse nella documentazione relativa all'operazione globale firmata il 13 dicembre 2023. Tuttavia il Belgio ha anche osservato che le componenti del progetto LTO differiscono per una serie di elementi e sono tra loro complementari, il che limita l'insorgere di potenziali effetti cumulativi.

(282) Il Belgio ha fatto riferimento alla giurisprudenza, che tiene conto degli elementi che seguono per la valutazione delle misure consecutive, tra cui:

— l'oggetto, la natura e il contesto degli interventi in questione;

— la loro cronologia;

— il loro scopo;

— la situazione dell'impresa al momento in cui si verificano;

— l'identità degli erogatori o dei beneficiari degli stessi (compresa la loro natura giuridica e la loro situazione finanziaria/economica); e

— la questione se i diversi interventi in questione fossero programmati o prevedibili al momento del primo intervento.

4.4.1. *Oggetto e natura delle componenti 1, 2 e 3*

(283) Il Belgio ha sostenuto che l'oggetto e la natura delle tre componenti del progetto LTO sono intrinsecamente diversi e ha osservato che la Commissione, nella sua decisione di avvio, non ha tenuto conto nello specifico delle loro differenze o analogie in relazione a dette componenti 1, 2 e 3. A tale riguardo, il Belgio ha sostenuto quanto segue:

a) la componente 1 consiste in misure finanziarie e strutturali volte a sostenere il funzionamento sostenibile e a lungo termine di BE-NUC, anche attraverso un contratto per differenza che fornisce sostegno alle entrate e riduce l'esposizione al rischio relativo ai prezzi di mercato, e in una serie di meccanismi di remunerazione che coprono altre carenze finanziarie, al fine di salvaguardare la redditività economica a lungo termine, in ragione dell'esposizione a un certo rischio di risultato in termini di volume/operativi;

b) la componente 2 consiste nel trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito per l'intero parco nucleare del Belgio e copre pertanto un periodo di tempo molto lungo, di gran lunga oltre l'applicazione delle componenti 1 e 3;

c) la componente 3 consiste in garanzie giuridiche intese alla protezione da future modifiche legislative e ha pertanto un oggetto molto diverso rispetto alle componenti 1 e 2.

4.4.2. *Scopo delle componenti 1,2 e 3*

(284) Il Belgio ha osservato che lo scopo generale delle tre componenti è legato all'estensione del ciclo di vita delle unità LTO. Il Belgio ha tuttavia sostenuto che lo scopo specifico di ciascuna componente rappresenta un elemento rilevante ai fini della valutazione:

a) l'obiettivo principale della componente 1 è ridurre l'incertezza delle entrate e garantire la sostenibilità a lungo termine del progetto LTO, prevenendo l'insolvenza e il fallimento di BE-NUC. Allo stesso tempo, essa mira anche a evitare la remunerazione eccessiva degli azionisti e a limitare il sostegno da parte dello Stato belga in qualità di controparte dell'accordo di remunerazione. In particolare le misure finanziarie alla base della componente 1 affrontano ciascuna i diversi rischi in modo proporzionato: il contratto per differenza riduce il rischio connesso ai prezzi del mercato all'ingrosso, il MOCP gestisce i rischi ad alto impatto di un'improvvisa indisponibilità che comporta perdite durante la fase operativa e i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività garantiscono flussi di cassa sufficienti durante l'arresto e i lavori programmati che interessano le unità LTO. Il Belgio ha sostenuto che ciò è stato riconosciuto anche dalla Commissione al considerando 208 della decisione di avvio;

b) la componente 2 riguarda la gestione degli oneri ambientali e delle passività di disattivazione a lungo termine del parco nucleare belga, che sono distinti dalle preoccupazioni operative e finanziarie di BE-NUC affrontate nella componente 1. Tale componente mira principalmente a trasferire le passività future in questione relative ai rifiuti nucleari, un obiettivo diverso dalla garanzia di finanziamenti operativi. Il Belgio ha affermato che la Commissione sembrava confermare tale finalità distinta della componente 2 al considerando 208 della decisione di avvio;

c) la componente 3 fornisce garanzie giuridiche intese alla protezione da determinate modifiche legislative future. Questa componente affronta il rischio normativo dovuto alla possibile modifica delle politiche e delle normative dello Stato belga e non è direttamente legata agli aspetti finanziari, operativi o di responsabilità oggetto delle altre componenti.

4.4.3. *Beneficiari diretti delle componenti 1, 2 e 3*

(285) Il Belgio ha inoltre affermato che le componenti 1, 2 e 3 hanno beneficiari diretti diversi. Il Belgio ha riconosciuto che l'identificazione dei beneficiari di ciascuna misura rappresenta un passaggio importante nella valutazione dell'esistenza di effetti cumulativi. A tale riguardo, lo Stato belga ha presentato le osservazioni che seguono:

a) la componente 1 si riferisce a una serie di meccanismi di finanziamento con beneficiari specifici per misura. Il Belgio ha osservato che, contrariamente a quanto indicato al considerando 182 della decisione di avvio, BE-NUC e Luminus (e non Electrabel e Luminus) sono i beneficiari diretti del contratto per differenza, dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, del MOCP e dello strumento per il capitale circolante (i vantaggi per Electrabel deriverebbero indirettamente dalla sua qualità di azionista);

b) per quanto riguarda la componente 2, il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e l'accordo sulle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO vanno a beneficio di Electrabel in qualità di operatore nucleare, nonché di Luminus ed EDF Belgium nella loro qualità di società contribuenti. Il Belgio ha pertanto concluso che la componente 2 non va a vantaggio di BE-NUC;

c) la componente 3 prevede che talune misure unilaterali adottate dallo Stato (federale) belga farebbero sorgere il diritto all'indennizzo per Electrabel, e indirettamente anche per Luminus.

4.4.4. Effetti cumulativi delle componenti 1, 2 e 3

(286) Le componenti 1, 2 e 3 differiscono notevolmente in termini di oggetto e natura, scopo e beneficiari, sono state attuate contemporaneamente e servono allo scopo generale dell'estensione del ciclo di vita delle unità LTO. Come dimostrato in precedenza, ciascuna componente corrisponde a una finalità specifica che le rende complementari l'una all'altra, il che limita i potenziali effetti cumulativi che ne derivano.

(287) Per quanto riguarda la possibile modifica del profilo di rischio di Electrabel grazie alle componenti 2 e 3, tali misure possono effettivamente andare a beneficio di Electrabel in quanto operatore nucleare e, di conseguenza, migliorare il suo profilo di rischio complessivo. Le componenti 2 e 3 non modificano il profilo di rischio di BE-NUC, il principale beneficiario della componente 1. Come valutato in un'analisi indipendente condotta da Compass Lexecon, il profilo di rischio di BE-NUC in considerazione dei rischi specifici che incidono sul progetto e la ripartizione dei rischi tra il governo belga e BE-NUC costituiscono il fattore pertinente per valutare la proporzionalità della componente 1.

5. **POSIZIONE DI ENGIE**

(288) Il 9 settembre 2024 Engie ha presentato le sue osservazioni in merito alla decisione di avvio. Nelle sue osservazioni Engie fornisce elementi di prova e analisi a sostegno della sua argomentazione secondo cui i dubbi sollevati dalla Commissione nella sua decisione di avvio non sarebbero fondati. Le osservazioni di Engie sulla decisione di avvio discutono la misura iniziale descritta nella decisione di avvio. La misura attuale comprende modifiche (introdotte per rispondere ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio) rispetto alla misura iniziale ed è illustrata in dettaglio nella sezione 3 della presente decisione. La posizione di Engie è in linea con quella delle autorità belghe.

(289) Engie ha affermato che il progetto LTO rappresenta un accordo generale ed è il risultato di negoziati approfonditi e prolungati con il governo belga; il principio guida è quello di mantenere l'impegno nei confronti del Belgio e di contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento del paese accettando la richiesta del Belgio di estendere il ciclo di vita di due reattori nucleari, ribaltando così la sua strategia pubblica di interrompere le attività nucleari nel paese dopo il 2025 (cfr. considerando 23). Engie ha inoltre sostenuto che il progetto LTO ha effetti positivi sul mercato interno, per i motivi che seguono:

a) in primo luogo, il progetto LTO è essenziale per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica del Belgio nei prossimi anni, riducendo al contempo, potenzialmente, i costi di finanziamento del meccanismo di capacità belga. Tale effetto positivo andrà indirettamente a vantaggio anche degli Stati membri limitrofi interconnessi con il Belgio che possono importare energia elettrica (fermo restando che tali esportazioni non corrispondono a vendite dirette, bensì a operazioni di bilanciamento gestite dai gestori dei sistemi di trasmissione);

b) in secondo luogo, il progetto LTO contribuisce al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione del Green Deal.

(290) Engie ha inoltre sostenuto che esistono numerose differenze tra il progetto LTO (estensione del ciclo di vita di Doel 4 e Tihange 3) e l'estensione del ciclo di vita di Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 nel 2015 («progetto LTO esistente»):

a) in primo luogo, il progetto LTO è stato avviato dallo Stato belga nel 2022, successivamente alla decisione di Engie (a partire dal 2020) di ritirarsi dalle attività nucleari e di riorientare le proprie attività per concentrarsi sulle energie rinnovabili e sulle infrastrutture energetiche. Pertanto esso ha imposto a Engie di ribaltare completamente la sua strategia, che di per sé ha aumentato i costi del progetto LTO, in particolare in quanto Electrabel non ha effettuato studi preliminari sulla sicurezza né ha effettuato accantonamenti in vista di una potenziale nuova estensione del ciclo di vita o dell'estensione del ciclo di vita prevista dal progetto LTO esistente. Per contro, all'epoca del progetto LTO esistente, Electrabel effettuava ancora studi preliminari per l'estensione delle attività dei reattori nucleari belgi, in quanto tale scenario era ritenuto probabile;

b) in secondo luogo, diversi costi derivavano dalle tempistiche serrate del progetto LTO. Su richiesta del governo belga, il riavvio delle unità LTO è stato anticipato al 1º novembre 2025 (e non avverrà nella data inizialmente prevista del 1º novembre 2026);

c) in terzo luogo, oltre all'incertezza normativa, si prevede che BE-NUC sarà esposta a una maggiore volatilità dei prezzi di mercato (rispetto alla situazione del 2015), con la crescente quota di energie rinnovabili nel mix energetico. Inoltre anche le condizioni di mercato erano sostanzialmente diverse nel 2015, quando le fonti energetiche più stabili e basate sui combustibili fossili rappresentavano la maggior parte del mix energetico e i prezzi bassi/negativi si registravano raramente;

d) in quarto luogo, i risultati finanziari del progetto LTO esistente sono stati influenzati negativamente da eventi di indisponibilità più elevata del previsto, dai costi di capitale e da un prezzo dell'energia elettrica rilevato più basso. Dal 2016 nei conti di Engie sono state registrate diverse riduzioni di valore in relazione alle sue attività nucleari, con conseguenti perdite finanziarie significative per il gruppo Engie (motivo per cui si è concluso che tali attività non possono essere sostenute da un operatore del mercato privato da solo e senza un meccanismo di ripartizione dei rischi bilanciato);

e) infine la stessa AFCN/FANC ha evidenziato chiaramente, in un documento di sintesi del 2021, le numerose differenze tra il progetto LTO esistente e quello attuale ([115]). Per consentire il riavvio entro il 1º novembre 2025, un anno prima di quanto inizialmente previsto, l'AFCN/FANC ha autorizzato il completamento dei necessari miglioramenti in materia di sicurezza per un periodo di tre anni dopo il riavvio (entro il 31 dicembre 2028), mentre per il progetto LTO esistente l'AFCN/FANC aveva autorizzato un periodo di cinque anni dopo il riavvio per effettuare i lavori necessari.

(291) Engie ha sostenuto che tutti questi fattori hanno indotto Engie stessa e lo Stato belga a concludere un accordo globale che prevede sia l'estensione del ciclo di vita richiesta (fatta salva la mitigazione dell'esposizione al rischio di Engie) sia la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti nucleari trasferiti e ha ritenuto che il progetto LTO esistente non costituisse un riferimento pertinente per valutare la necessità e l'adeguatezza delle varie misure dell'attuale progetto LTO.

(292) Le principali argomentazioni di Engie in merito ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio sono illustrate più dettagliatamente di seguito.

5.1. Posizione di Engie sulla qualifica di aiuto di Stato del progetto LTO in quanto «intervento unico» e sul suo effetto di incentivazione

5.1.1. *Intervento unico*

(293) La Commissione ritiene che le tre componenti della misura possano essere valutate come parte di un intervento unico dello Stato belga, nella misura in cui sono tutte connesse allo stesso evento, vale a dire l'estensione del ciclo di vita delle unità LTO.

(294) Engie ha affermato di non avere alcuna obiezione in merito alla qualifica di intervento unico, in quanto corrisponde ai criteri stabiliti dalla giurisprudenza della Corte di giustizia dell'Unione europea ([116]). In particolare Engie ha condiviso il parere della Commissione, al considerando 208 della decisione di avvio, secondo cui le tre componenti della misura sono interdipendenti e complessivamente contribuiscono all'esecuzione dell'accordo sull'estensione del ciclo di vita, il che consente di considerarle come un intervento unico. Engie ha riconosciuto di disporre dei prerequisiti per quanto riguarda la sua esposizione al rischio e la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti nucleari, il che ha portato a un accordo generale e globale che va oltre la semplice istituzione di un meccanismo di remunerazione per il funzionamento esteso delle unità nucleari. Tuttavia, senza mettere in discussione tale proposta di qualifica di intervento unico, Engie ha sottolineato che alcune delle sottomisure del progetto LTO non costituiscono aiuti di Stato, in quanto non conferiscono un vantaggio selettivo a Electrabel, in particolare:

a) l'accordo sui servizi amministrativi («ASA»), in base al quale Electrabel può fornire servizi di back-office (compresi servizi di segreteria, contabili e fiscali) a BE-NUC; si tratta di un accordo standard di mercato che sarà concluso alle normali condizioni di mercato;

([115]) AFCN/FANC, 28 novembre 2021, «*Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*», pag. 5, (traduzione a scopo informativo), disponibile all'indirizzo: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «*La situazione di Doel 4 e Tihange 3 non può essere paragonata a quella delle unità Doel 1 e 2 (per cui nel 2014 la decisione di disporre un'estensione del loro ciclo di vita è stata presa solo all'ultimo minuto). Le unità Doel 1 e 2 hanno potuto essere riavviate in tempi relativamente rapidi durante l'inverno 2015, in quanto: i) il documento sul funzionamento a lungo termine di tali reattori era stato redatto e approvato già nel 2012, cosicché le modifiche necessarie per il riavvio (relative alla qualifica delle attrezzature e alla gestione dell'invecchiamento) erano perfettamente note; e ii) l'articolo 30 del regio decreto PSIN non era ancora entrato in vigore e, di conseguenza, le modifiche al progetto di sicurezza potevano essere ripartite tra i diversi arresti previsti tra il 2015 e il 2020.* [...] *L'estensione del funzionamento sicuro dei reattori nucleari Doel 4 e Tihange 3 richiede un piano d'azione esteso, che si occupi principalmente degli elementi responsabili di garantire la sicurezza nucleare. Il piano d'azione riguarda la progettazione, il controllo e la costruzione/fabbricazione/installazione di un numero potenzialmente elevato di componenti. La preparazione e l'attuazione delle modifiche necessarie per soddisfare i nuovi requisiti di sicurezza richiederanno pertanto anni*».

([116]) Engie ha fatto riferimento alla sentenza del Tribunale del 15 settembre 1998, *BP Chemicals/Commissione*, T-11/95: «*[n]el caso in cui interventi consecutivi siano connessi tra loro, segnatamente per quanto riguarda la loro cronologia, il loro scopo e la situazione dell'impresa al momento di tali interventi, in modo tanto stretto da renderne impossibile la dissociazione, essi possono essere considerati un »intervento unico«*».

b) l'esternalizzazione della vendita dell'energia elettrica prodotta dalle unità LTO nell'ambito dell'accordo sui servizi di gestione dell'energia («EMSA»), che sarà aggiudicata mediante una procedura di gara competitiva, trasparente, non discriminatoria e incondizionata, garantendo in tal modo il rispetto delle condizioni di mercato; e

c) l'indennizzo da parte dello Stato belga delle perdite a copertura dei costi in caso di mancata conclusione dell'accordo, che non supera le passività in normali condizioni di mercato in operazioni analoghe, in base alle quali ciascuna parte è ritenuta responsabile dei costi sostenuti in relazione all'accordo (e alla sua preparazione) in caso di mancata conclusione dovuta all'una o all'altra parte. Qualora Engie sia responsabile della mancata conclusione, essa rimane responsabile di tali costi al 100 %; qualora nessuna parte ne sia responsabile, è prevista una scissione.

5.1.2. *Effetto di incentivazione*

(295) Engie ha sottolineato che l'effetto di incentivazione, che la Commissione ha ritenuto plausibile nella sua valutazione di cui ai considerando 229 e 239 della decisione di avvio, non è ipotetico e che non vi è dubbio che Electrabel non avrebbe proseguito le attività delle unità LTO in assenza del progetto LTO, comprese le tre componenti. Engie ha sostenuto a tale riguardo che:

a) Electrabel aveva già iniziato ad attuare la sua strategia di ritiro totale dalle attività nucleari e non aveva la possibilità di ritornare su tale decisione (resa pubblica nella comunicazione finanziaria di Engie ([117])) nel contesto del quadro giuridico allora applicabile.

b) la posizione di Engie è stata riflessa chiaramente nei documenti di sintesi e nelle relazioni dell'AFCN/FANC sulla fattibilità del progetto operativo a lungo termine per Doel 4 e Tihange 3 ([118]);

c) la comunicazione di Engie sulla negoziazione del progetto LTO con il governo belga ha chiarito in modo molto esplicito che, in assenza di un meccanismo di ripartizione dei rischi e di una soluzione per i costi del combustibile esaurito e dei rifiuti nucleari derivanti dal funzionamento delle sette centrali nucleari belghe, Electrabel non avrebbe preso in considerazione l'estensione del ciclo di vita delle unità LTO ([119]). Tale posizione è stata chiarita sin dall'inizio delle discussioni sul progetto LTO, come indicato in una relazione dell'AFCN/FANC e nella comunicazione dell'amministratore delegato di Engie (come indicato al considerando 6 della decisione di avvio).

(296) Engie ha inoltre sottolineato che l'incentivo per Electrabel a continuare a gestire le unità LTO deriva dall'intero pacchetto di misure di sostegno fornito dal progetto LTO, che è stato adeguatamente calibrato a tal fine. Nessuna delle sottomisure, prese singolarmente, avrebbe potuto fornire incentivi sufficienti. Analogamente, l'eliminazione di qualsiasi elemento del pacchetto avrebbe indotto Engie a rifiutare di procedere con il progetto LTO. Engie conclude pertanto che le misure di cui al considerando 235 della decisione di avvio non dovrebbero essere considerate come misure che forniscono ciascuna un incentivo specifico (o ulteriore), bensì dovrebbero essere considerate nel loro insieme.

([117]) Di conseguenza, nel 2020 Engie ha ridotto le sue attività nucleari. Engie, documento di registrazione universale 2020, sezione 1.4.1, pag. 13. Disponibile all'indirizzo: www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_URD_2020_0.pdf.

([118]) Cfr. ad es.,AFCN/FANC, 28 novembre 2021, «*Position de l'AFCN sur le projet LTO pour Doel 4 et Tihange 3*», pag. 5, (traduzione a scopo informativo), disponibile all'indirizzo: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=2021-11-28-afcn-position-lto-final-fr.pdf. «*[a] novembre 2020 l'operatore Electrabel ha annunciato che, nel suo accordo governativo, il governo belga aveva chiaramente optato per una completa eliminazione graduale dell'energia nucleare entro il 2025. A meno di cinque anni prima di tale data, l'operatore delle centrali nucleari Doel e Tihange ha deciso che non era più possibile prepararsi all'eventuale estensione delle attività delle unità Doel 4 e Tihange 3. Electrabel ha pertanto deciso di destinare tutte le sue risorse alla preparazione dell'arresto definitivo e dello smantellamento di tutti i sette reattori nucleari presso i siti di Doel e Tihange. L'operatore ha dunque interrotto il progetto »preparazione LTO G2« in quel momento*».

([119]) Cfr., ad es., AFCN/FANC, 17 gennaio 2022, «*Résumé et analyse des actions nécessaires pour l'activation du plan B — Long Term Operation Doel 4 & Tihange 3*», pag. 9 (traduzione a scopo informativo), disponibile all'indirizzo: https://afcn.fgov.be/fr/system/files?file=20220118-note-afcn-liste-analyse-actions-late-lto-vf.pdf. «[...] *Electrabel vorrebbe avere certezza prima di agire autonomamente. Se il governo desidera attivare il piano B* [il funzionamento a lungo termine di Doel 4 e Tihange 3], *prima di proseguire con la sua elaborazione, dovrà dare priorità alle discussioni con Electrabel sulle condizioni e sui requisiti necessari (compito 1). L'AFCN richiama nuovamente l'attenzione del governo sul fatto che quasi tutte le azioni previste dal piano B che rientrano nel proprio ambito di competenza (costituzione del documento sul funzionamento a lungo termine) richiedono la collaborazione di Electrabel. Secondo Electrabel, qualsiasi discussione su un'eventuale funzionamento a lungo termine è subordinata all'esistenza di un quadro normativo chiaro, stabile e coerente per la sicurezza nucleare. L'AFCN comprende tale posizione e prevede pertanto di proseguire i lavori intesi a chiarire il quadro normativo relativo alla sicurezza nucleare durante il primo trimestre del 2022*».

5.2. **Posizione di Engie sulla necessità, l'adeguatezza e la proporzionalità delle diverse sottomisure della componente 1**

5.2.1. *Costituzione di un'impresa comune*

(297) Engie ha ritenuto che la creazione di una struttura comune in cui lo Stato belga detenga una partecipazione del 50 % sia necessaria per conseguire gli obiettivi del progetto LTO, vale a dire il tempestivo riavvio delle unità LTO entro novembre 2025. Engie ha affermato di aver richiesto la predisposizione di un meccanismo di ripartizione dei rischi al 50 % con lo Stato belga prima di adottare l'accordo sul progetto LTO.

(298) Secondo Engie, disporre solo dei meccanismi di remunerazione in essere era inadatto a tale scopo, per diversi motivi: i) l'accordo di remunerazione implica rischi residui per Engie; ii) in assenza dell'impresa comune, Engie avrebbe dovuto sostenere temporaneamente il 100 % delle perdite in attesa dell'indennizzo/compensazione altrimenti previsto/a dagli accordi; e iii) Engie stava limitando la propria esposizione all'energia nucleare e non intendeva investire da sola i costi di capitale necessari per oltre [2-2,5] miliardi di EUR per il progetto LTO, sostenendo da sola tutte le perdite potenziali dovute a indisponibilità impreviste e superamenti dei costi.

(299) Inoltre Engie ha sostenuto che, attraverso il coinvolgimento finanziario dello Stato belga nei profitti e nelle perdite derivanti dalle unità LTO (in particolare i dividendi), Engie prevedeva che lo Stato belga sarebbe stato ulteriormente incentivato a tenere conto delle unità LTO nelle sue future decisioni politiche. Engie ha pertanto concluso che la creazione della struttura comune allinea i suoi interessi a quelli dello Stato belga.

(300) Engie ha inoltre affermato che l'impresa comune è adeguata e proporzionata, in quanto Engie stessa, un operatore privato, sarà in grado di controbilanciare qualsiasi rischio che lo Stato belga agisca in parte attraverso il suo controllo congiunto delle decisioni strategiche relative a BE-NUC, e lo Stato belga e Engie eserciteranno i propri diritti relativi alla governance di BE-NUC su un piano di parità.

5.2.2. *Posizione di Engie sul contratto per differenza*

(301) Per quanto riguarda la necessità del contratto per differenza, Engie ha affermato, dati i fallimenti del mercato relativi all'industria nucleare e l'elevata volatilità del mercato dell'energia elettrica nei prossimi anni, che il progetto LTO è esposto a un forte rischio di deficit di finanziamento; il contratto per differenza rappresenta quindi uno strumento necessario per conseguire un obiettivo di interesse comune. Engie ha inoltre fatto riferimento alla breve durata dell'estensione del ciclo di vita (10 anni) rispetto agli investimenti medi nel settore nucleare, ai costi significativi e al fatto che le unità LTO non opereranno al 100 % della propria capacità nei primi tre anni, in quanto contemporaneamente saranno completati i lavori di estensione del ciclo di vita.

(302) Engie ha affermato che il modello di contratto per differenza e l'MPRA sono adeguati e proporzionati al fine di continuare a incentivare le unità LTO a reagire in modo efficiente ai segnali del mercato. A tale riguardo, Engie risponde alle stesse argomentazioni dello Stato belga in merito ai vincoli tecnici, normativi ed economici delle unità LTO (cfr. sezione 2.1). Engie ha affermato che, ancora oggi, in assenza del contratto per differenza e con un parco di cinque reattori che consente una maggiore strategia di diversificazione, essa dispone di una flessibilità molto limitata per adeguare la produzione di energia elettrica nucleare in risposta ai segnali del mercato a breve e medio termine. Secondo Engie, nell'ambito di questo limitato margine di manovra, il contratto per differenza è stato concepito per incentivare pienamente BE-NUC a reagire ai segnali di prezzo, nella misura in cui ciò sia tecnicamente fattibile.

a) In primo luogo, Engie ha sottolineato che, a differenza delle fonti di produzione flessibile di energia elettrica e delle unità di nuova generazione e/o di altri tipi di reattori nucleari, le unità LTO sono state progettate per la produzione del carico di base e hanno capacità di modulazione molto limitate; un comportamento razionale non consiste dunque nel modulare ogni volta che i prezzi diventano negativi o sono inferiori ai costi marginali a breve termine. Engie ha chiarito che in Belgio l'AFCN/FANC ha autorizzato la modulazione economica dell'energia delle unità nucleari solo dal 2015, nel rispetto di rigorosi vincoli tecnici, come illustrato ai considerando da 13 a 15 della presente decisione. Pertanto, tenuto conto di tali vincoli (unitamente al rischio di arresto automatico con ciascuna modulazione, al rischio di squilibrio che tale arresto comporterebbe e all'assenza di risparmi di combustibile durante la modulazione), Engie ha spiegato che l'operatore nucleare non può adeguare liberamente la produzione di energia elettrica delle unità in risposta ai prezzi negativi e che è opportuno utilizzare al meglio le limitate capacità di modulazione.

b) In secondo luogo, l'MPRA e la variazione della durata del ciclo del combustibile garantiscono che le interruzioni programmate siano fissate durante il periodo estivo, in cui i prezzi si sono storicamente attestati e si prevede che si attesteranno al loro livello più basso. Ciò garantirà la disponibilità delle unità LTO nei periodi in cui si prevede che la domanda di energia elettrica (e i prezzi) raggiungerà il valore massimo. Engie ha aggiunto inoltre che la prevista interruzione di un'unità nucleare richiede circa 12 mesi di preparazione, deve essere comunicata al mercato in anticipo e coinvolge un gran numero di portatori di interessi. Una volta programmata la data dell'interruzione, l'operatore nucleare non può modificarla senza la previa approvazione del gestore di rete. Pertanto, in pratica, mentre le interruzioni possono essere pianificate alla luce delle condizioni di mercato a lungo termine, la programmazione di un'operazione di manutenzione di una centrale nucleare non risponde ai segnali del mercato a breve termine.

c) In terzo luogo, Engie ha affermato che l'MPRA fornisce un incentivo sufficiente affinché BE-NUC massimizzi e rilevi il prezzo di mercato più elevato programmando le interruzioni nei periodi in cui sono previsti i prezzi più bassi, ed è fortemente in disaccordo con il parere preliminare della Commissione secondo cui gli effetti dell'MPRA «*sono modesti nella pratica*» (come indicato al considerando 290 della decisione di avvio).

(303) Infine, per quanto riguarda i parametri del modello di contratto per differenza, Engie ha affermato che il prezzo del mercato del giorno prima rappresenta il prezzo di mercato di riferimento adeguato.

a) In primo luogo, Engie ha affermato che i prodotti a lungo termine non hanno alcun impatto sulle decisioni di dispacciamento di una centrale nucleare il cui costo marginale a breve termine è intrinsecamente molto basso. I prezzi a termine dell'energia elettrica non sono mai diventati negativi in nessun mercato europeo e una tale eventualità può essere considerata molto improbabile in futuro. Di conseguenza, Engie ha affermato che i prodotti a lungo termine non forniscono i segnali del mercato necessari per arbitrare le decisioni di dispacciamento, ma che, indipendentemente dal prezzo di mercato di riferimento prescelto, il dispacciamento sarà sempre determinato dal confronto tra il costo marginale a breve termine e i costi di opportunità, da un lato, e il prezzo del mercato del giorno prima, dall'altro (tenendo conto delle capacità di flessibilità della centrale).

b) In secondo luogo, Engie ha affermato che l'utilizzo di prodotti a termine come il prezzo di mercato di riferimento esporrebbe BE-NUC a rischi significativi e ingestibili derivanti dall'insufficiente disponibilità di prodotti a lungo termine adeguati sul mercato belga, in quanto:

— il mercato a termine belga è caratterizzato da una liquidità bassa e in calo. I volumi scambiati sul mercato dell'anno prima sono notevolmente inferiori rispetto alla produzione annua prevista delle unità LTO ([120]). Tale discrepanza evidenzia il fatto che è impraticabile utilizzare prodotti di mercato a lungo termine come prezzo di riferimento per il contratto per differenza;

— l'illiquidità del mercato a termine non solo lo rende un parametro di riferimento inadeguato per il calcolo del conguaglio integrativo del prezzo di esercizio, ma introduce anche rischi significativi connessi alla formazione dei prezzi, alle distorsioni del mercato e ai costi di esecuzione. Per contro, il prezzo del mercato del giorno prima offre la liquidità e la trasparenza più elevate nella formazione dei prezzi, evitando in tal modo problemi legati alla liquidità non trasparente, ai costi di replica, ai costi di copertura indiretta e ai requisiti di marginazione;

— il mercato a termine belga non dispone di granularità sufficiente per costituire un prezzo di mercato di riferimento adeguato ([121]).

([120]) Ad esempio, nel 2024 si prevede che solo 9 TWh di energia elettrica saranno scambiati sul mercato dell'anno prima, mentre si stima che le unità LTO produrranno 14 TWh all'anno.

([121]) I prodotti a termine sono per lo più calendarizzati, insieme al trimestre e al mese successivo. Tuttavia, dati i modelli di produzione fluttuanti e incerti delle unità LTO a causa delle interruzioni programmate (situazione ancora più aggravata durante i lavori di estensione del ciclo di vita fino al 2029 e date le incertezze circa i lavori e la programmazione) e non programmate, l'uso di un prodotto a lungo termine come il prezzo di mercato di riferimento comporterebbe un notevole rischio di volume e costi significativi per lo smontamento delle coperture a termine in caso di mancata produzione, mettendo ulteriormente a rischio la generazione di flussi di cassa e la sostenibilità finanziaria di BE-NUC.

c) Engie ha affermato che ulteriori rischi derivano dal fatto che il suo parco di reattori nucleari sarà notevolmente ridotto a partire dal 2025, per via della disattivazione di cinque dei sette reattori. Tale riduzione aumenterà il rischio di indisponibilità, in quanto il periodo di inattività o i problemi operativi delle unità LTO non possono essere compensati da altre attività. Di conseguenza, il modello di produzione di BE-NUC diventerà più incerto, aumentando il rischio di mancata fornitura di energia elettrica prevista dai contratti a lungo termine. In tali scenari, BE-NUC sarebbe costretta a riacquistare energia elettrica a prezzi potenzialmente più elevati, con conseguenti perdite finanziarie significative oltre alla perdita di entrate derivante dalla riduzione della produzione. Tali perdite sarebbero aggravate dall'illiquidità dei mercati a lungo termine, in cui ampi differenziali denaro-lettera e volumi delle negoziazioni limitati potrebbero gonfiare ulteriormente il costo di adempimento degli obblighi contrattuali ([122]).

5.2.3. *Posizione di Engie sul MOCP e il prestito a sostegno dei costi del periodo di inattività*

(304) Engie ha sottolineato che la necessità del MOCP e dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività è principalmente legata al particolare contesto del progetto LTO, come conseguenza di quanto segue: i) la decisione tardiva di estendere il ciclo di vita di Doel 4 e Tihange 3 e i tempi ristretti per preparare e attuare i lavori LTO necessari; ii) l'invecchiamento delle attività e l'aumento del rischio sistemico derivante dalla presenza di due unità della stessa tecnologia; iii) il riavvio e il funzionamento simultanei delle unità LTO durante i primi tre anni; e iv) il costo livellato dell'energia elettrica per l'estensione di un'attività nucleare, che è maggiormente ponderato dal punto di vista operativo e della manutenzione rispetto a un'attività nucleare nuova.

(305) Engie ha inoltre sostenuto che sia il MOCP che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono strettamente necessari in quanto: i) i pagamenti dovuti dallo Stato belga nell'ambito dell'accordo di remunerazione non coprono eventi di indisponibilità significativa causati da problemi tecnici, da imprevisti normativi internazionali o da emergenze nucleari; ii) contrariamente a quanto affermato al considerando 269, lettera b), della decisione di avvio, tali eventi imprevisti non sono scenari «estremi e poco probabili», bensì è probabile che si verificheranno nei prossimi 10 anni; e iii) sono coperti solo gli eventi al di sopra di una determinata soglia.

a) L'accordo di remunerazione consente adeguamenti al prezzo di esercizio del contratto per differenza a favore di BE-NUC attraverso specifici «eventi di riapertura», che tuttavia comportano limitazioni ed esclusioni. Ad esempio l'arresto di una o di entrambe le unità LTO per motivi di sicurezza, a seguito di un'emergenza o in quanto richiesto da una modifica della normativa internazionale, non rientrerebbe nell'ambito di applicazione dell'accordo di remunerazione. Inoltre non vi rientrerebbero neanche gli eventi di indisponibilità dovuti ad alcuni problemi tecnici, quali i seguenti: interruzioni per motivi di sicurezza a seguito di ispezioni regolamentate di routine, che rientrano nelle operazioni previste; gli aggiornamenti obbligatori richiesti da normative internazionali esistenti o ampiamente adottate, come quelli derivanti dalla direttiva 2014/87/Euratom del Consiglio successiva all'incidente di Fukushima ([123]); arresti precauzionali dovuti a incidenti internazionali, che costituiscono risposte normative prevedibili; normative ambientali più rigorose imposte dalle autorità regionali, che spesso interessano più settori; perturbazioni della catena di approvvigionamento che impediscono la manutenzione o le riparazioni necessarie; e degrado imprevisto delle apparecchiature critiche).

b) La probabilità che si verifichino tali eventi tecnici/normativi/di emergenza non è così bassa come affermato nella decisione di avvio e potrebbe avere un impatto sia sul costo delle operazioni delle unità LTO sia sulla loro disponibilità. A tal riguardo Engie ha affermato che:

— un incidente come quello di Chernobyl o di Fukushima non può essere escluso, nonostante il rigore delle norme vigenti in materia di sicurezza nucleare;

— l'inclusione del MOCP nell'accordo si basava sull'esperienza e sulla storia della gestione del parco nucleare belga da parte di Electrabel: nel periodo 2012-2022 si sono verificati 11 importanti eventi di indisponibilità imprevista dovuti a motivi tecnici che hanno interessato le sette unità nucleari belghe;

— vi sono diversi esempi recenti di indisponibilità prolungata di altri parchi nucleari nel mondo (ad es. Ringhals 4 in Svezia nel 2022, Civaux 1 in Francia nel 2021, Taishan 1 in Cina nel 2021).

([122]) Engie si è trovata ad affrontare una situazione di questo tipo nel 2018, quando diverse unità sono state indisponibili contemporaneamente, lasciando la società con in media solo il 52 % della sua capacità nominale operativa. Engie ha dovuto riacquistare le coperture a termine in un contesto in cui i prezzi belgi erano notevolmente aumentati e le capacità di interconnessione erano saturate, terminando l'anno con una perdita EBITDA di [0-0,5] miliardi di EUR per le proprie attività nucleari (rispetto a un profitto di [0-0,5] miliardi di EUR registrato l'anno precedente).

([123]) Direttiva 2014/87/Euratom del Consiglio, dell'8 luglio 2014, che modifica la direttiva 2009/71/Euratom che istituisce un quadro comunitario per la sicurezza nucleare degli impianti nucleari (GU L 219 del 25.7.2014, pag. 42, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2014/87/oj).

c) Tutti gli eventi che comportano costi inferiori a una soglia di 5 milioni di EUR non sono considerati «eventi di riapertura» e pertanto non sono compensati dalla controparte dell'accordo di remunerazione.

(306) Engie ha sostenuto che il MOCP non costituisce una sovvenzione illimitata (contrariamente a quanto suggerito dalla Commissione nella sua decisione di avvio), alla luce dei diritti di risoluzione della controparte dell'accordo di remunerazione, stabiliti nell'accordo stesso, che consentirebbero di limitare la sua esposizione.

(307) Engie ha affermato che lo Stato belga ha garantito il principio dell'estensione dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, intesi a coprire la porzione di costi sostenuti successivamente alla data di riavvio, a seguito dell'anticipazione della data di riavvio delle unità LTO (dal 2026 al 2025), su sua richiesta, il che implica che i lavori di estensione del ciclo di vita devono essere intrapresi mentre le unità sono in funzione; ciò comporterà la generazione di entrate inferiori durante i primi tre anni di attività. È valso il principio fondamentale concordato tra Engie e lo Stato belga secondo cui gli azionisti sono esposti a tutti i costi derivanti dall'estensione del ciclo di vita, mentre BE-NUC finanzia i costi operativi e di manutenzione attraverso le proprie entrate.

(308) Per quanto riguarda la proporzionalità dei meccanismi finanziari previsti dal progetto LTO, Engie ha sostenuto che questi non proteggono BE-NUC da alcun rischio operativo, come suggerito dalla Commissione nella decisione di avvio. BE-NUC è parzialmente esposta, tra l'altro, al rischio relativo alla disponibilità per tutta l'estensione del ciclo di vita delle unità LTO, nonché agli sforamenti dei costi operativi dopo la data di adeguamento, il che potrebbe impedirne la generazione di flussi di cassa e incidere negativamente sul tasso di rendimento di BE-NUC. Tali costi riguardano, tra l'altro, l'aumento dei costi del personale (programmi di mantenimento e costi aggiuntivi di assunzione/formazione per il proseguimento delle attività), i costi operativi e di manutenzione (incrementi del prezzo dei materiali, carenze nella catena di approvvigionamento dei pezzi di ricambio e i componenti essenziali), i requisiti dell'ANFC/FANC (tutte le modifiche del progetto sono soggette a un esame approfondito e alla contestazione da parte dell'AFCN/FANC prima dell'approvazione), importanti guasti imprevisti delle attrezzature prima del riavvio, ecc.) e i costi del carburante (i contratti sono in parte connessi all'evoluzione del mercato).

(309) Engie ha inoltre sostenuto che Electrabel, in quanto gestore delle unità LTO, è fortemente incentivata a massimizzare la disponibilità delle unità LTO in condizioni operative normali, per evitare il pagamento di penali qualora la disponibilità scenda al di sotto del [90-100] % in qualsiasi anno contrattuale.

(310) Engie ha presentato una simulazione che mostra l'impatto sulla redditività del funzionamento a lungo termine di eventi che non sarebbero coperti dal MOCP: i) eventi di disponibilità ridotti durante la fase di funzionamento come finalità illustrativa (aumento del tasso di interruzione forzata); e ii) aumenti di alcuni costi operativi dopo la data di adeguamento a seguito di costi imprevisti, nonché una combinazione di entrambi gli eventi. La tabella 16 mostra che tali eventi potrebbero avere un effetto negativo significativo sul TIR di BE-NUC.

Tabella 16

Impatto sulla redditività del funzionamento a lungo termine (100 %) degli eventi non coperti dal MOCP

	Scenario di base (nessuna disponibilità ridotta)	Tasso di indisponibilità forzata + 5 %	Tasso di indisponibilità forzata +10 %
Scenario di base (nessun superamento dei costi operativi)		TIR = [5-10] % VAN = meno [100-300] milioni di EUR	TIR = [0-5] % VAN = meno [200-400] milioni di EUR
Costi operativi + 5 %	TIR = [5-10] % VAN = meno [0-200] milioni di EUR	TIR = [5-10] % VAN = meno [100-300] milioni di EUR	TIR = [0-5] % VAN = meno [200-400] milioni di EUR
Costi operativi + 10 %	TIR = [5-10] % VAN = meno [0-200] milioni di EUR	TIR = [0-5] % VAN = meno [100-300] milioni di EUR	TIR = [0-5] % VAN = meno [200-400] milioni di EUR

Fonte: risposta di Engie alla decisione di avvio.

(311) Engie ha inoltre sostenuto che il tasso di interesse sui prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività è proporzionato e adeguato, come dimostrato da un'analisi indipendente ([124]). Engie ha aggiunto che tali prestiti sono destinati a essere rimborsati, subordinatamente a una sufficiente generazione di flussi di cassa da parte di BE-NUC, oltre agli interessi, alla fine del periodo di funzionamento a lungo termine.

5.2.4. *Posizione di Engie sulle condizioni dello strumento per il capitale circolante e dei prestiti degli azionisti*

(312) Engie ha chiarito che il tasso di interesse sui prestiti degli azionisti e sullo strumento per il capitale circolante sarà un tasso di libera concorrenza determinato dal consiglio di amministrazione di BE-NUC, con riferimento ai tassi di mercato prevalenti e a qualsiasi finanziamento del debito di terzi comparabile che possa essere disponibile al momento pertinente.

(313) Engie ha inoltre chiarito di aver preparato un prospetto delle condizioni che descrive la metodologia seguita per fissare i tassi di interesse. Engie ha spiegato che tale metodologia è coerente con le politiche di prestito in materia di prezzi di trasferimento di Engie ed è in linea con il principio dell'OCSE in materia di BEPS, che garantisce che il tasso di interesse sia fissato a condizioni di mercato (cfr. considerando 63).

(314) Engie ha pertanto concluso che il tasso di interesse sia dello strumento per il capitale circolante che dei prestiti degli azionisti è proporzionato.

5.2.5. *Posizione di Engie sull'EMSA*

(315) In primo luogo, Engie ha sottolineato che l'entità del gruppo Engie («GEMS») che potrebbe essere selezionata come partner dell'EMSA a seguito della procedura di gara, o come soluzione temporanea di riserva, sarà pienamente indipendente dall'unità operativa Nuclear. Engie ha chiarito che, da gennaio 2024, sono state predisposte adeguate procedure di gara, da un lato, e misure di separazione all'interno del gruppo Engie, dall'altro, per evitare qualsiasi coinvolgimento di Electrabel nella selezione del partner dell'EMSA.

(316) In secondo luogo, Engie ha affermato che non vi è alcun rischio di preclusione del mercato derivante dalla possibile selezione di GEMS nella gara d'appalto per l'EMSA. Engie ha sostenuto che GEMS agirà in qualità di parte nell'ambito di un mandato preciso specificato dalla strategia BIS (a cui non può derogare), remunerata mediante una quota, e che la proprietà dell'energia elettrica rimarrà in capo a BE-NUC fino alla sua vendita. Pertanto, poiché le vendite corrispondenti di BE-NUC non potrebbero essere attribuite a GEMS/al gruppo Engie, non vi sarebbe alcun rafforzamento della posizione di Electrabel sul mercato belga in caso di nomina di GEMS come partner dell'EMSA.

(317) In terzo luogo, la procedura di gara per la selezione del partner dell'EMSA rispetta i requisiti di competitività, trasparenza e carattere non discriminatorio e incondizionato definiti nella prassi della Commissione. Essa è stata pubblicata a livello dell'UE e specificherà i criteri di qualificazione (in particolare per quanto riguarda la solidità finanziaria e l'esperienza operativa dell'offerente). Pertanto, se GEMS fosse selezionata mediante la procedura di gara, la sua nomina come partner dell'EMSA potrebbe essere considerata proporzionata. Engie ha inoltre sostenuto che, nel caso in cui la procedura di gara non avesse esito positivo e GEMS fosse nominata partner dell'EMSA come soluzione di riserva, il criterio di proporzionalità sarebbe comunque soddisfatto: GEMS sarà remunerata a condizioni di mercato, a un prezzo stabilito da un esperto indipendente in caso di disaccordo tra le parti, in modo che tale remunerazione non vada oltre quanto strettamente necessario per conseguire l'obiettivo dell'EMSA. Engie ha inoltre spiegato che tale soluzione di riserva sarebbe solo temporanea e che lo Stato belga procederebbe immediatamente all'organizzazione di una nuova procedura competitiva.

([124]) Memorandum di Compass Lexecon del 22 agosto 2024, «*Supplementary note on MOCP and SDC Loan*», punto 1.12.

5.3. **Posizione di Engie in merito all'accordo sui rifiuti**

(318) Engie ha affermato che l'importo totale del massimale applicato alle passività connesse ai rifiuti è sufficiente a coprire eventuali rischi aggiuntivi che non sarebbero stati presi in considerazione nel calcolo dell'importo di base. Engie osserva inoltre che tale massimale è inteso a trasferire allo Stato rischi significativamente inferiori rispetto al precedente caso tedesco validato dalla Commissione. In particolare, Engie ha affermato quanto segue:

a) i rifiuti non saranno trasferiti automaticamente a Hedera al momento del pagamento del massimale. Solo i rifiuti che soddisfano criteri contrattuali di trasferimento molto rigorosi saranno trasferiti, altrimenti Electrabel ne manterrà la responsabilità. I criteri sono stati concordati da esperti e si basano sulle migliori pratiche attuali. Inoltre, nel caso in cui Electrabel dovesse trasferire ulteriori volumi, dovrà versare un importo aggiuntivo a favore di Hedera («quote di adeguamento del volume»);

b) nel caso tedesco, permanevano incertezze circa l'ubicazione dei siti di smaltimento dei rifiuti, mentre nel caso di specie l'impianto di smaltimento finale dei rifiuti di categoria A è già noto, e ciò riduce notevolmente le incertezze;

c) contrariamente al caso tedesco, l'importo di base del progetto LTO comprende già un livello elevato di riserve per imprevisti;

d) il caso tedesco ha utilizzato un tasso di attualizzazione nominale del 4,58 % (determinato in relazione ai tassi dell'EIOPA). Alla luce dell'aumento significativo (+ 56 punti base) del tasso dell'EIOPA, il tasso di attualizzazione molto inferiore (– 158 punti base) del 3 % (nominale) utilizzato nel progetto LTO appare pienamente coerente con l'attuale livello del tasso di interesse. Inoltre il tasso reale dell'1 % utilizzato nel progetto LTO è prudente rispetto ad altri paesi europei;

e) Hedera sarà in grado di generare un rendimento degli investimenti sufficiente a coprire i propri obblighi di pagamento. Lo studio sulla gestione delle attività e delle passività condotto da [...] per la revisione della CPN del 2022 avvalora tale opinione.

(319) Engie ha pertanto concluso che l'importo pagato da Electrabel nell'ambito dell'accordo sui rifiuti coprirà adeguatamente le incertezze assunte dal governo belga e sarà pertanto proporzionato.

(320) Per quanto riguarda le passività di disattivazione, Engie ha affermato che Electrabel, in qualità di operatore nucleare delle sette unità nucleari belghe, resterà responsabile dei suoi obblighi di disattivazione. Engie ha tuttavia riconosciuto che il Belgio coprirà i costi di disattivazione (il loro incremento) direttamente derivanti dal progetto LTO, mediante il pagamento di un importo forfettario unico (completo e definitivo) a favore di Electrabel.

(321) Engie ha fatto riferimento al parere della CPN/CNV sulle passività relative alla disattivazione e allo smantellamento delle unità LTO, in cui essa conclude che l'impatto del progetto LTO sui costi di disattivazione (costi overnight) consiste in un aumento degli stessi (dissinergia) di [100-500] milioni di EUR (valori del 2021) o, attualizzato, di [100-500] milioni di EUR (valori del 2023). Engie ha pertanto concluso che l'importo per il trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO, come stabilito dalla CPN/CNV, è proporzionato.

6. **OSSERVAZIONI DI TERZI**

(322) Oltre alle osservazioni di Engie, la Commissione ha ricevuto osservazioni da sette terzi interpellati nell'ambito della consultazione pubblica sulla decisione di avvio, durata fino al 9 settembre 2024.

(323) Sono pervenute osservazioni da Stati membri, imprese, associazioni e organizzazioni non governative. Le osservazioni di terzi saranno inoltre considerate per quanto attiene le parti pertinenti della valutazione, senza menzione specifica di un'osservazione particolare.

(324) Di seguito è fornita una descrizione dei commenti e delle osservazioni di terzi pertinenti per la valutazione degli aiuti di Stato, raggruppati per argomento.

6.1. **Osservazioni circa l'esistenza di aiuti**

(325) Non sono pervenute osservazioni circa l'esistenza di aiuti.

6.2. **Osservazioni sulla compatibilità dell'aiuto**

6.2.1. *Osservazioni in merito all'adeguatezza e alla necessità della misura*

(326) La maggior parte dei terzi ha condiviso le preoccupazioni espresse dalla Commissione nella decisione di avvio in merito all'adeguatezza e alla necessità della misura.

6.2.1.1. Osservazioni generali

(327) Una parte non ha concordato con la Commissione in merito all'esistenza e alla pertinenza dei fallimenti del mercato indicati dallo Stato belga e ha sostenuto che la tecnologia nucleare semplicemente non è efficiente in termini di costi e non dovrebbe essere sostenuta mediante finanziamenti statali. Tale parte ha ricordato che, in generale, ai sensi delle norme dell'UE in materia di aiuti di Stato, gli aiuti al funzionamento sono consentiti solo in circostanze eccezionali e dovrebbero essere limitati alle tecnologie non ancora commercializzabili o non ancora mature, a condizione che siano soddisfatte condizioni specifiche. La parte ha contestato l'adeguatezza e la necessità di sostenere l'energia nucleare, considerata una tecnologia matura e non redditizia.

(328) Tre delle sette parti hanno affermato che l'energia nucleare non rappresenta una tecnologia adeguata per affrontare le questioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento, per via della scarsa flessibilità delle centrali nucleari; esse sono tenute infatti a una produzione continua, in quanto una modulazione elevata non è auspicabile.

6.2.1.2. Adeguatezza del modello di contratto per differenza

(329) Cinque delle sette parti hanno condiviso le preoccupazioni della Commissione in merito all'adeguatezza del modello di contratto per differenza. Le preoccupazioni più importanti sono state le seguenti: i) la conformità alla normativa dell'UE; ii) la definizione del prezzo di esercizio in assenza di una procedura competitiva (ad esempio per i parchi eolici offshore); iii) i limitati incentivi per l'adeguamento della produzione alle condizioni di mercato, in quanto (nel modello di contratto per differenza originario) la soglia di riduzione della produzione è fissata solo a distanza di sei ore dal momento in cui i prezzi sui mercati dell'energia elettrica diventano negativi; iv) la scelta del prezzo di riferimento.

(330) Tuttavia una parte ha riconosciuto le difficoltà degli operatori nucleari a reagire ai segnali del mercato, per via delle limitate capacità di modulazione delle centrali nucleari. Inoltre una parte ha affermato che, per quanto riguarda il modello di contratto per differenza, non dovrebbe esistere una soluzione unica per tutti e gli Stati membri dovrebbero disporre della flessibilità necessaria per adeguare il modello in funzione di circostanze specifiche. Ad esempio, i principi alla base del modello di contratto per differenza dovrebbero applicarsi in modo diverso alle tecnologie nucleari rispetto alle fonti energetiche intermittenti e si dovrebbe riconoscere che le centrali nucleari fungono da carico di base.

(331) La Commissione osserva che nessuno dei terzi ha espresso osservazioni concrete su come migliorare il modello di contratto per differenza proposto dallo Stato belga al momento della decisione di avvio.

6.2.2. *Osservazioni in merito alla proporzionalità della misura*

(332) Sei rispondenti su sette condividono le preoccupazioni espresse dalla Commissione nella decisione di avvio in merito alla proporzionalità della misura.

6.2.2.1. Osservazioni sul pacchetto di misure finanziarie

(333) In generale, cinque rispondenti su sette ritengono che il pacchetto di misure di remunerazione finanziaria (compreso il contratto per differenza, il MOCP, diversi prestiti) non sarebbe proporzionato. Tali parti hanno concordato con la valutazione preliminare della Commissione nella decisione di avvio, secondo cui il pacchetto di misure di remunerazione finanziaria consentirebbe una totale riduzione dei rischi per Engie.

(334) Una parte ha affermato che il governo belga si trova nella posizione più sfavorevole nell'ambito di tale operazione, con un accumulo di impegni finanziari volto a incentivare Engie a partecipare, dal momento che i rischi sono sostenuti, in ultima analisi, dai contribuenti belgi.

(335) Una parte ha confrontato l'operazione, come ha fatto la Commissione, con la precedente estensione del ciclo di vita di Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 nel 2015 e ha ricordato che tale estensione è stata realizzata in assenza di aiuti di Stato.

(336) Per quanto riguarda la remunerazione e il calcolo del tasso interno di rendimento (TIR), una parte ha osservato che, sebbene tale livello di rendimento possa essere comune nell'industria nucleare, l'attuale livello del TIR ignorerebbe i numerosi elementi di riduzione del rischio inclusi nell'operazione proposta. Sebbene non siano state fornite indicazioni concrete in merito all'entità di un TIR proporzionato, si ritiene necessario un adeguamento al ribasso.

(337) La Commissione rileva un accordo generale tra i terzi in merito alla necessità di esaminare attentamente il pacchetto di misure di remunerazione finanziaria.

6.2.2.2. Osservazioni relative all'accordo sui rifiuti

(338) Come osservazione generale, una parte ha ricordato che il funzionamento delle centrali nucleari genera sostanze a vita estremamente lunga e pericolose che non esistono in natura in alcun luogo sulla terra. Tale parte ha sostenuto che il costo totale della produzione di energia elettrica deve includere un piano credibile che si occupi del trattamento di tali sostanze dopo il loro utilizzo per produrre energia.

(339) Per quanto riguarda la gestione dei rifiuti nucleari, la stessa parte ha affermato che i depositi geologici di profondità non possono costituire uno stoccaggio sicuro e indefinito, in quanto formazioni geologiche che sono state stabili per lunghi periodi della storia della terra potrebbero diventare instabili nel lungo periodo a causa dei cambiamenti climatici o delle radiazioni stesse. Pertanto il principio di precauzione suggerisce lo stoccaggio fuori terra o in luoghi facilmente accessibili e il reimballaggio ogni 50-100 anni.

(340) Per quanto riguarda gli aspetti economici dell'accordo sui rifiuti, diverse parti ritengono che l'accordo sia troppo vantaggioso per Engie, in quanto i costi del trattamento dei rifiuti nucleari sarebbero sottostimati.

(341) La Commissione osserva che la maggior parte delle parti non ha fornito informazioni concrete su quale parte dell'accordo sui rifiuti sia problematica, su quali parametri dovrebbero essere modificati e su quale sarebbe un valore ragionevole e proporzionato per l'accordo. Solo una parte ha sostenuto che il Belgio dovrebbe prendere in considerazione anche i costi relativi all'individuazione di un'area di deposito di rifiuti nucleari, ma non ha fornito ulteriori dettagli.

6.2.3. *Osservazione pervenuta in merito alle potenziali distorsioni indebite della concorrenza e degli scambi fra gli Stati membri*

6.2.3.1. Impatto sulle fonti energetiche rinnovabili e sulla decarbonizzazione

(342) Sei dei sette rispondenti affermano che il sostegno all'energia nucleare non è rispettoso del clima nonostante contribuisca alla riduzione delle emissioni di CO2. Dette parti hanno sottolineato che il sostegno all'energia nucleare rallenta lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili e non contribuisce al conseguimento degli obiettivi climatici. In particolare sono state sollevate le argomentazioni che seguono:

a) una parte ha espresso preoccupazione per il fatto che il livello e la forma delle sovvenzioni pubbliche per le centrali nucleari di Doel e Tihange potrebbero ridurre gli incentivi all'espansione delle energie rinnovabili, ritardando in tal modo la decarbonizzazione del sistema energetico europeo e l'elettrificazione dell'economia. Un'altra parte ha sottolineato che, poiché dovrà adattarsi a una produzione di energia nucleare non flessibile, la produzione di energia solare ed eolica sarà svantaggiata. In particolare perché le fonti energetiche rinnovabili sono esposte alla concorrenza, mentre gli Stati membri assorbono i rischi degli operatori nucleari;

b) alcuni rispondenti hanno sostenuto che l'energia nucleare non può costituire una strategia legittima per decarbonizzare le economie dell'UE, in quanto essa non è competitiva sotto il profilo dei costi, vincola troppe risorse scarse (non solo finanziarie ma anche umane e materiali) e registra sistematicamente ritardi;

c) una parte ha sostenuto che, sebbene la tecnologia nucleare possa contribuire maggiormente alla decarbonizzazione rispetto ad altre tecnologie, il bilancio ambientale complessivo è negativo (ad esempio per via dello smaltimento dei rifiuti nucleari);

d) una parte ha osservato che l'aiuto di Stato concesso a Engie potrebbe penalizzare numerosi soggetti più piccoli del futuro sistema energetico decentrato. La parte ha esortato la Commissione a tenere conto del contesto degli investimenti relativi agli impianti solari ed eolici in Belgio, vale a dire altre tecnologie più efficaci sotto il profilo dei costi che potrebbero non richiedere aiuti di Stato, prima di bloccare ingenti aiuti di Stato per le centrali nucleari. La parte ha inoltre chiesto una valutazione della futura necessità di energia elettrica di carico di base.

(343) Per contro, una parte ha contestato le argomentazioni di cui sopra e ha affermato che l'energia nucleare svolge un ruolo importante nel conseguimento degli obiettivi climatici dell'UE e nella sicurezza dell'approvvigionamento. La parte ha invitato la Commissione a tenere presente la complessità degli investimenti nel settore nucleare e a concedere agli Stati membri un certo margine di discrezionalità nella scelta di una serie di misure di aiuto adeguate al fine di sostenere tali investimenti.

6.2.3.2. Assenza di una procedura di gara e vendita dell'energia elettrica nucleare

(344) Una parte si è rammaricata del fatto che il contratto proposto tra lo Stato belga, Engie ed Electrabel per l'estensione del ciclo di vita di Doel 4 e Tihange 3 sia stato negoziato senza l'organizzazione di una procedura di gara. Secondo il rispondente, una combinazione di un portafoglio di energie rinnovabili su larga scala e stoccaggio in batterie avrebbe potuto fornire un profilo di produzione di energia elettrica simile a quello dell'energia nucleare.

(345) Per quanto riguarda le vendite di energia nucleare nell'accordo attuale, un altro rispondente ha affermato che i servizi di gestione dell'energia dovrebbero essere forniti da un soggetto indipendente, nel caso in cui non dovessero essere aggiudicati ad alcun offerente nell'ambito di una procedura di gara.

6.2.4. *Altre osservazioni formulate da terzi*

(346) Una parte ha obiettato che l'uso dell'energia nucleare per la produzione di energia elettrica viola il principio «chi inquina paga» e il principio di precauzione di cui all'articolo 191 TFUE.

(347) Diverse parti hanno espresso preoccupazioni in merito a questioni di sicurezza relative al funzionamento della tecnologia nucleare.

a) Una parte ha ritenuto che non si possono escludere incidenti gravi nelle centrali nucleari, il che avrebbe implicazioni anche per altri Stati membri.

b) Più in generale, la stessa parte ha ritenuto che negli ultimi tempi sia diventato evidente il pericolo rappresentato dalle centrali nucleari nel contesto dei conflitti armati, in quanto le infrastrutture nucleari civili non sono, in linea di principio, progettate per contrastare gli effetti diretti e indiretti degli eventi bellici. Le centrali nucleari possono dunque diventare obiettivi, la cui distruzione potrebbe causare una contaminazione radioattiva, che non solo rappresenta un enorme rischio per la sicurezza, ma può anche destabilizzare l'approvvigionamento energetico di un paese.

c) Un'altra parte ha sostenuto che qualsiasi estensione del ciclo di vita di una centrale nucleare, nonostante eventuali ammodernamenti e miglioramenti della sicurezza, comporta maggiori rischi di impatti negativi legati alla qualità e all'affidabilità dei componenti di tali reattori nucleari, che col tempo si riducono. Secondo tale parte, l'invecchiamento porta con sé la tendenza a malfunzionamenti dei componenti del reattore altamente inquinati, oltre che un aumento delle perturbazioni operative.

d) Una parte ha ricordato che la disponibilità di uranio e torio rimane limitata e che la dipendenza degli Stati membri dell'UE dalle importazioni di minerali di uranio è prossima al 100 %. Tale parte contesta l'idea di un «ciclo del combustibile», affermando che il ritrattamento del combustibile esaurito non può essere ripetuto il più spesso possibile, in quanto comporta notevoli rischi in termini di sicurezza, salute, ambiente e proliferazione.

(348) Una parte ha affermato di nutrire preoccupazioni in merito all'esecuzione della valutazione dell'impatto ambientale. In particolare ha sottolineato che nella consultazione pubblica non sarebbero state prese in considerazione le questioni chiave relative ai miglioramenti della sicurezza necessari e alla gestione dell'invecchiamento. La parte ha dichiarato di aver presentato un parere approfondito sulla questione, che non è stata presa in considerazione.

(349) Infine una parte ha ricordato che, sebbene una delle argomentazioni presentate dal Belgio a favore dell'avvio del progetto LTO sia la riduzione della sua dipendenza dalla Russia per il gas naturale, l'industria nucleare europea ne rimane fortemente dipendente per quanto riguarda il combustibile nucleare, in quanto la Russia svolge un ruolo chiave sia nella produzione che nel ritrattamento dell'uranio. Secondo il rispondente, sarebbe più facile trovare fonti di gas naturale alternative piuttosto che rimuovere la Russia dal ruolo che ricopre attualmente nell'industria nucleare europea.

7. **RISPOSTA DEL BELGIO ALLE OSSERVAZIONI DEI TERZI**

(350) Il 30 ottobre 2024 le autorità belghe hanno trasmesso la loro risposta alle osservazioni presentate dai terzi.

(351) In generale lo Stato belga ha accolto con favore le opinioni espresse, ma ha ritenuto che diversi punti sollevati fossero di natura puramente politica, vaghi o basati su una comprensione errata del progetto LTO.

(352) Il Belgio ha inoltre spiegato che la maggior parte delle questioni sollevate era già stata affrontata nelle sue precedenti osservazioni e nella sua risposta alla decisione di avvio. Le argomentazioni principali addotte dal Belgio in risposta alle questioni fondamentali sollevate dai terzi saranno illustrate di seguito. Saranno evidenziate in particolare le risposte alle osservazioni direttamente pertinenti per la valutazione degli aiuti di Stato.

(353) Per quanto riguarda le critiche di alcuni terzi, secondo cui sarebbe stato opportuno tenere conto di altri meccanismi di finanziamento o altre tecnologie di produzione (come la procedura di gara per il profilo di produzione di energia elettrica aperta ad altri produttori di energia, l'uso del meccanismo di capacità belga, gli investimenti nelle energie rinnovabili su larga scala e nello stoccaggio in batterie), il Belgio ha fornito le risposte che seguono:

a) il Belgio ha fatto riferimento agli importanti costi di investimento connessi ai progetti nucleari e all'esistenza di ulteriori fallimenti del mercato rispetto ad altre tecnologie (cfr. considerando 39), che rendono impossibile il finanziamento del progetto LTO attraverso il meccanismo di capacità belga. Inoltre il Belgio ha sostenuto che un meccanismo d'asta, come le aste per il meccanismo di capacità belga, non rappresenta uno strumento adeguato per finanziare la produzione di energia nucleare, cosicché le unità LTO richiedono un pacchetto di sostegno specifico;

b) il Belgio ha ricordato che, a norma dell'articolo 194, paragrafo 2, TFUE, gli Stati membri hanno la facoltà di definire autonomamente le proprie politiche energetiche, compresa la possibilità di integrare l'energia nucleare nel mix energetico, e che una combinazione diversificata di metodi di produzione dell'energia è essenziale per mantenere una rete elettrica affidabile ed equilibrata. Nel 2022 il Belgio ha deciso che le capacità nucleari in questione dovrebbero far parte del mix energetico belga per altri 10 anni e tale decisione sul mix energetico non può dipendere dall'esito di un'asta;

c) inoltre il Belgio ha sottolineato che solo Electrabel può ragionevolmente gestire le unità LTO, in quanto attuale proprietaria (di maggioranza) delle stesse e unico operatore di centrali nucleari in Belgio. Il Belgio ha ricordato che l'accesso alla capacità di produzione nucleare richiede un know-how speciale, anche specifico per paese, che non è disponibile per tutti gli operatori del mercato e che, nel caso di specie, una gara d'appalto non avrebbe prodotto risultati significativi, in quanto nessun operatore diverso da Electrabel avrebbe potuto essere selezionato.

(354) Per quanto riguarda le osservazioni di terzi sul pacchetto di diverse misure (sostegno finanziario, accordo sui rifiuti) a sostegno del progetto LTO, che sarebbero eccessive, non in linea con gli incentivi del mercato e non proporzionate, il Belgio sostiene che gli accordi prevedono diversi meccanismi che incoraggeranno BE-NUC a rispondere il più possibile ai segnali del mercato, entro le limitazioni tecniche degli impianti. In particolare:

a) per quanto riguarda il contratto per differenza, il Belgio ha ribadito che il modello di tale contratto è soggetto ai vincoli tecnici, normativi ed economici delle unità LTO. Esso prevede un meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi, con un TIR compreso tra il 6 % e l'8 % che incentiva BE-NUC a: i) ottimizzare la struttura dei costi prima di definire e rivedere il prezzo di esercizio; ii) massimizzare la produzione degli impianti quando si prevedono prezzi elevati e il sistema elettrico è prossimo alla scarsità (ad esempio nel periodo invernale); iii) attenuare i potenziali profitti straordinari; iv) attivare modulazioni in caso di prolungati periodi di prezzi negativi; e v) garantire che le interruzioni programmate per le operazioni a lungo termine, la manutenzione e il rifornimento di carburante siano state fissate durante l'estate, quando i prezzi tendono ad assumere il valore più basso;

b) per quanto riguarda la combinazione di diverse sottomisure finanziarie in aggiunta al contratto per differenza, il Belgio ha affermato che tali misure sono limitate al minimo necessario e che ciascuna di esse copre rischi specifici connessi al progetto LTO (e che sono quindi complementari). Il Belgio ha ricordato che: i) il MOCP e i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono essenziali per garantire che BE-NUC generi flussi di cassa sufficienti per pagare l'operatore nucleare e mantenere la sostenibilità operativa a lungo termine; e ii) la struttura dell'impresa comune, i prestiti degli azionisti e lo strumento per il capitale circolante sono concepiti per prevedere condizioni identiche sia per lo Stato belga che per Electrabel nella loro qualità di azionisti e saranno attuati a condizioni di mercato;

c) il Belgio ha affermato che il progetto LTO non è contrario al principio «chi inquina paga» e al principio di precauzione e ha ricordato che progetti nucleari simili in Germania e nel Regno Unito, per quanto riguarda sia i meccanismi di finanziamento sia il sistema del massimale sulle passività connesse ai rifiuti, sono già stati ritenuti conformi a detti principi e sono stati pertanto approvati dalla Commissione;

d) per quanto riguarda l'accordo sui rifiuti, il Belgio ha affermato che le passività relative ai rifiuti nucleari in questione saranno trasferite allo Stato belga mediante il pagamento di un importo forfettario pari a 15 miliardi di EUR, determinato sulla base di una solida metodologia e del contributo di esperti. Il Belgio ha inoltre sottolineato che la responsabilità ultima per la gestione sicura del combustibile esaurito e dei rifiuti nucleari radioattivi spetta agli Stati membri ed è un principio fondamentale sancito dall'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2011/70/Euratom del Consiglio ([125]).

(355) Per quanto riguarda le osservazioni di terzi in merito all'ostacolo allo sviluppo delle energie rinnovabili, il Belgio ha affermato che la domanda di energia elettrica continuerà ad aumentare, creando opportunità per tutti i tipi di produzione di energia elettrica. Il Belgio ha inoltre sottolineato l'intenzione di sviluppare e sostenere l'ulteriore sviluppo del settore delle energie rinnovabili.

(356) Per quanto riguarda l'osservazione di terzi relativa alla valutazione dell'impatto ambientale, il Belgio ha affermato che tale valutazione è stata eseguita, su iniziativa del Servizio pubblico federale per l'economia, sul progetto LTO e che essa è stata organizzata nel pieno rispetto della legislazione belga e della convenzione di Aarhus ([126]). Il Belgio ha inoltre sottolineato che le autorità belghe ed Engie hanno agito nel rispetto di tutte le norme in materia di appalti pubblici.

(357) Per quanto riguarda le preoccupazioni dei terzi in merito alle vendite di energia elettrica proveniente dalla produzione di energia nucleare, il Belgio ha sottolineato che sono messe in atto misure di salvaguardia specifiche per assicurare ulteriori garanzie per quanto riguarda il partner dell'EMSA. Il Belgio ha sottolineato che Engie sarà esclusa dalla procedura di selezione e dal processo decisionale, e che saranno adottate misure sufficienti a evitare conflitti di interesse quando GEMS parteciperà alla gara d'appalto relativa all'EMSA.

(358) Per quanto riguarda l'osservazione relativa alla persistente dipendenza dalla Russia, il Belgio ha sostenuto che i contratti di fornitura di Synatom negoziati o in corso di negoziazione sotto la supervisione dell'Agenzia di approvvigionamento dell'Euratom escludono esplicitamente i fornitori di uranio naturale e i servizi di conversione della Russia.

8. VALUTAZIONE DELLA MISURA

8.1. Esistenza di aiuti di Stato

(359) Ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE, sono incompatibili con il mercato interno, nella misura in cui incidano sugli scambi tra Stati membri, gli aiuti concessi dagli Stati, ovvero mediante risorse statali, sotto qualsiasi forma che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza.

(360) Una misura costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE, se soddisfa quattro condizioni cumulative. In primo luogo, la misura deve essere finanziata dallo Stato o mediante risorse statali. In secondo luogo, la misura deve conferire un vantaggio a un beneficiario. In terzo luogo, la misura deve favorire determinate imprese o attività economiche (ossia deve esserci un certo grado di selettività). In quarto luogo, la misura deve poter incidere sugli scambi tra Stati membri e distorcere la concorrenza nel mercato interno.

([125]) Direttiva 2011/70/Euratom del Consiglio, del 19 luglio 2011, che istituisce un quadro comunitario per la gestione responsabile e sicura del combustibile nucleare esaurito e dei rifiuti radioattivi (GU L 199 del 2.8.2011, pag. 48, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/70/oj).

([126]) Convenzione UNECE sull'accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l'accesso alla giustizia in materia ambientale, generalmente nota come la convenzione di Aarhus. La convenzione di Aarhus è un accordo multilaterale in materia di ambiente che offre ai cittadini maggiori possibilità di accedere alle informazioni ambientali in modo trasparente e che garantisce una procedura di regolamentazione affidabile.

(361) Nella sezione 4.1.1 della decisione di avvio, la Commissione ha spiegato che le tre componenti della misura notificata sono state programmate in combinazione e non sono dissociabili. Ai sensi del punto 81 della comunicazione della Commissione sulla nozione di aiuto, diverse misure possono essere considerate «un solo intervento». Ciò può verificarsi, in particolare, nel caso in cui interventi consecutivi siano connessi tra loro (segnatamente per la loro cronologia, il loro scopo e la situazione dell'impresa al momento in cui si verificano) in modo tanto stretto da renderne impossibile la dissociazione ([127]). Ad esempio, una serie di interventi statali che vengono attuati in relazione alla stessa impresa in un periodo di tempo relativamente breve, che sono collegati tra loro o che erano programmati o prevedibili al momento del primo intervento possono essere valutati come un unico intervento ([128]).

(362) Ai considerando 204 e 208 della decisione di avvio la Commissione ha spiegato che le tre componenti della misura, comprese tutte le loro sottocomponenti, mirano insieme a estendere il ciclo di vita delle unità LTO, in quanto sono state programmate in combinazione, hanno lo stesso obiettivo e sono stabilite dallo stesso accordo, ossia l'accordo di attuazione del 13 dicembre 2023 (cfr. considerando 24), dallo stesso atto legislativo, vale a dire la legge Phoenix riguardante la sicurezza dell'approvvigionamento energetico e la riforma del settore dell'energia nucleare (cfr. sezione 3.5.2), e sono tutte concesse dalla medesima autorità, ossia lo Stato belga. Inoltre l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari, e dunque il progetto LTO, è stata avviata dal governo belga e la partecipazione di Engie ed Electrabel all'accordo era subordinata all'ottenimento di un adeguato livello di remunerazione, di una garanzia contro le modifiche giuridiche riguardanti la produzione di energia elettrica da fonti nucleari e di un'ulteriore riduzione dei rischi per quanto riguarda il costo dei rifiuti nucleari (cfr. considerando 23). Pertanto le tre componenti della misura notificata, comprese le loro sottocomponenti, sono strettamente connesse e sarebbe stato impossibile dissociarle, in quanto insieme costituiscono una condizione necessaria per la partecipazione di Engie ed Electrabel al progetto LTO.

(363) Alla luce di quanto precede, la Commissione ha constatato che le tre componenti dovrebbero essere esaminate congiuntamente come un solo intervento. Le tre componenti sono interdipendenti e hanno effetti sinergici ai fini dell'esecuzione del progetto LTO. La Commissione è inoltre pervenuta alle conclusioni preliminari, riferite alle tre componenti della misura considerate nel loro insieme, che l'intervento implicherebbe un aiuto di Stato in quanto concesso con risorse statali imputabili allo Stato belga, che la misura conferirebbe un vantaggio economico selettivo e che potrebbe incidere sugli scambi tra Stati membri e falsare la concorrenza nel mercato interno.

(364) Nel corso del procedimento di indagine formale la Commissione non ha mai avuto motivi per modificare la sua valutazione in merito a questi aspetti. Poiché le tre componenti della misura sono state programmate in combinazione, hanno lo stesso obiettivo, sono stabilite dallo stesso accordo e dalla stessa normativa, sono concesse dalla stessa autorità concedente e sono tutte e tre necessarie per convincere Engie ed Electrabel a partecipare al progetto LTO, la Commissione ritiene che esse facciano parte di un unico intervento e debbano essere esaminate congiuntamente come un solo intervento.

8.1.1. *Imputabilità ed esistenza di risorse statali*

(365) La qualificazione delle misure come aiuti ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE, richiede che esse siano concesse direttamente o indirettamente mediante risorse statali.

(366) Come spiegato al considerando 213 della decisione di avvio, la combinazione di sottomisure per il progetto LTO, di cui alla sezione 3 della presente decisione, è stata decisa dallo Stato belga (d'intesa con Engie) al momento della firma dell'accordo di attuazione il 13 dicembre 2023. Inoltre il progetto LTO comporta la creazione di un'entità parzialmente di proprietà dello Stato (BE-NUC) e l'autorità concedente è lo Stato belga.

([127]) Sentenza del 19 marzo 2013, *Bouygues e Bouygues Télécom/Commissione e altri*, cause riunite C-399/10 P e C-401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, punto 104; sentenza del 13 settembre 2010, *Grecia e altri/Commissione*, cause riunite T-415/05, T-416/05 e T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, punto 177; sentenza del 15 settembre 1998, *BP Chemicals/Commissione*, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, punti 170 e 171.

([128]) Sentenza del 15 dicembre 2021, *Oltchim SA/Commissione*, T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, punti da 93 a 197.

(367) Come spiegato al considerando 214 della decisione di avvio, il progetto LTO consiste in una serie di sottomisure che comportano un trasferimento di risorse statali a favore di BE-NUC, dell'impresa comune di nuova costituzione di proprietà dello Stato belga ed Electrabel. In particolare un contratto per differenza sostenuto dallo Stato, che consente all'impresa comune di ricevere una remunerazione complementare nel caso in cui i prezzi di mercato determinassero una perdita di entrate provenienti dall'attività, espone lo Stato a un trasferimento di risorse statali a vantaggio dell'impresa comune.

(368) Sulla base delle motivazioni sopra esposte, la Commissione conclude che la misura è concessa mediante risorse statali ed è imputabile allo Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE.

8.1.2. *Vantaggio economico selettivo*

(369) Una misura è considerata selettiva se favorisce solo determinate imprese o la produzione di determinate merci. La Commissione ribadisce che la misura in esame, comprese le sue diverse sottocomponenti, valutate congiuntamente e separatamente, conferisce un vantaggio selettivo ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE.

(370) Come spiegato al considerando 217 della decisione di avvio, il progetto LTO, comprese le tre componenti della misura notificata, mira all'estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari al fine di offrire energia elettrica sul mercato dell'energia e contribuire in tal modo alla sicurezza dell'approvvigionamento. La misura conferirà ai principali beneficiari, Electrabel, Luminus e BE-NUC, un vantaggio specifico: i) che non è reso disponibile ad altri operatori energetici in situazioni di fatto e di diritto simili, tenuto conto dell'obiettivo e degli effetti della misura (fornire finanziamenti ed entrate stabili al fine di estendere il ciclo di vita di due reattori nucleari e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica in Belgio); e ii) che essi non avrebbero ottenuto in condizioni di mercato normali e in assenza di un accordo specifico relativo alle diverse componenti della misura. Tale vantaggio è selettivo in quanto favorisce i proprietari e il gestore delle unità LTO, che si trovano in una situazione di fatto e di diritto comparabile a quella di altri fornitori di capacità di produzione che non hanno la possibilità di gestire centrali nucleari in Belgio, ma che possono contribuire anche alla sicurezza dell'approvvigionamento (come le centrali a gas, gli operatori di gestione della domanda, i fornitori di stoccaggio).

(371) Inoltre, come spiegato al considerando 218 della decisione di avvio, molte delle singole sottomisure che rientrano nell'ambito del progetto LTO conferiscono un vantaggio economico selettivo a Electrabel e/o Luminus (e, se del caso, alle società contribuenti). Ad esempio, l'accordo di remunerazione nella componente 1 comprende un contratto bidirezionale per differenza, che stabilisce un flusso di entrate fisso per la produzione di energia elettrica da fonti nucleari e protegge così i proprietari degli impianti dai rischi di mercato. Lo Stato belga fornisce inoltre un prestito degli azionisti, prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, la copertura dei costi operativi minimi e versamenti di capitale per coprire i costi di avviamento delle unità LTO e la loro potenziale mancanza di redditività. Tali prestiti e accordi non sono disponibili per altri concorrenti e conferiscono pertanto un vantaggio economico selettivo a Electrabel, nell'ambito di BE-NUC, e a Luminus. La componente 3 fornisce a Engie e Luminus una protezione sotto forma di recupero dei costi in caso di modifica della normativa o della politica, riducendo così il rischio di investimento e trasferendolo allo Stato, nonché conferendo un vantaggio economico che non avrebbe potuto essere ottenuto in normali condizioni di mercato e che non è a disposizione di altri operatori del mercato.

(372) Il Belgio sostiene che la procedura di gara relativa all'EMSA si svolgerà conformemente alla normativa belga sugli appalti pubblici del 17 giugno 2016 e al regio decreto del 18 giugno 2017 sugli appalti pubblici per i settori dei servizi di pubblica utilità. Il partner dell'EMSA sarà selezionato mediante una gara d'appalto aperta, trasparente, non discriminatoria e incondizionata. La procedura di gara competitiva relativa all'EMSA, che utilizza e rispetta le procedure previste dalle direttive sugli appalti pubblici, garantisce che l'operazione, in questo caso l'acquisto di servizi di gestione dell'energia, sia conforme alle condizioni di mercato ed esclude la concessione di vantaggi al gestore dell'energia. Il progetto LTO non conferisce pertanto un vantaggio selettivo al partner dell'EMSA.

(373) Sulla base dei motivi di cui sopra, la Commissione conclude che il progetto LTO conferisce un vantaggio economico selettivo ai beneficiari della misura.

8.1.3. *Minaccia di indebita distorsione della concorrenza e incidenza sugli scambi*

(374) Come sottolineato dalla Commissione nel considerando 221 della decisione di avvio, il mercato dell'energia elettrica è stato liberalizzato e i produttori di energia elettrica sono impegnati in scambi commerciali tra Stati membri, cosicché un vantaggio concesso ai produttori di energia nucleare può falsare la concorrenza e incidere sugli scambi tra Stati membri. L'energia elettrica da fonti nucleari è generalmente venduta sul mercato interno dell'energia elettrica, dove entra in concorrenza con tutte le fonti di energia elettrica, comprese quelle di altri Stati membri. Inoltre il mercato belga dell'energia elettrica è altamente interconnesso nella regione di calcolo della capacità Core.

(375) La Commissione ribadisce pertanto la propria posizione secondo cui il vantaggio concesso ai beneficiari attraverso il progetto LTO minaccia di falsare la concorrenza e di incidere sugli scambi tra Stati membri.

8.1.4. *Conclusione sull'esistenza di un aiuto*

(376) La Commissione conclude che la componente 1, la componente 2 e la componente 3 della misura notificata (insieme il progetto LTO), in quanto misure diverse relative a un unico intervento statale, comportano un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del TFUE.

8.2. **Legittimità dell'aiuto**

(377) Come sottolineato dalla Commissione nel considerando 224 della decisione di avvio, la misura è stata notificata alla Commissione il 21 giugno 2024 e ad oggi non è stata attuata. Il Belgio ha confermato che prima della conclusione dell'operazione non saranno eseguiti lavori effettivi diversi dai lavori preparatori che rientrano nelle attività di sviluppo nell'ambito dell'accordo di sviluppo congiunto modificato. La conclusione dell'operazione e l'attuazione della misura sono subordinate all'approvazione di quest'ultima da parte della Commissione, in quanto l'approvazione dell'aiuto di Stato rappresenta una condizione preliminare per l'applicazione dell'accordo di attuazione.

(378) Pertanto le autorità belghe hanno adempiuto agli obblighi di notifica e di sospensione di cui all'articolo 108, paragrafo 3, TFUE.

8.3. **Compatibilità della misura con il mercato interno**

(379) Essendo stato rilevato che la misura comporta un aiuto di Stato, la Commissione ha esaminato altresì se la misura possa essere considerata compatibile con il mercato interno.

8.3.1. *Base giuridica per la valutazione*

(380) La Commissione ha valutato la misura notificata sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE, che prevede che la Commissione possa dichiarare compatibili «*gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni economiche, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse*».

8.3.2. *Condizione positiva: sviluppo di un'attività economica*

8.3.2.1. *Contributo allo sviluppo di un'attività economica*

(381) A norma dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE la Commissione può dichiarare compatibili «gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni economiche, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse». Di conseguenza, affinché siano compatibili ai sensi di tale disposizione del trattato, gli aiuti devono contribuire allo sviluppo di talune attività economiche ([129]).

(382) L'intervento statale può risultare necessario per agevolare o incentivare lo sviluppo di talune attività economiche che, in assenza di aiuti, non si svilupperebbero o non si svilupperebbero allo stesso ritmo o alle stesse condizioni.

([129]) Sentenza del 22 settembre 2022, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 20 e 24.

(383) Il Belgio sostiene che tutte e tre le componenti della misura riducono i principali fattori di rischio derivanti dagli investimenti in mezzi di produzione di energia nucleare. Come spiegato nella sezione 3.1 della presente decisione e nella sezione 2.3 della decisione di avvio, l'obiettivo della misura notificata è consentire investimenti in due reattori nucleari esistenti per garantirne il funzionamento per un periodo esteso di 10 anni (in particolare attraverso la componente 1 della misura, cfr. sezione 3.3.1), contribuendo in tal modo alla sicurezza dell'approvvigionamento in Belgio e garantendo il finanziamento dei rifiuti nucleari e del combustibile nucleare esaurito a lungo termine (in particolare attraverso la componente 2 della misura, cfr. sezione 3.3.2). Inoltre il Belgio afferma che le tutele giuridiche (attraverso la componente 3 della misura, cfr. sezione 3.3.3) sono necessarie per portare avanti il progetto LTO tramite la riduzione di determinati rischi ritenuti al di fuori del controllo dell'investitore.

(384) La Commissione ricorda che la Corte di giustizia ha riconosciuto che lo sviluppo di nuove capacità nucleari costituisce un'attività economica ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE ([130]) e ha stabilito che l'articolo 107 TFUE può trovare applicazione negli investimenti nella produzione di energia nucleare ([131]). Dal momento che contribuisce allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti di energia nucleare in Belgio, il progetto LTO contribuisce allo sviluppo di un'attività economica in Belgio.

(385) La Commissione ritiene pertanto che la misura agevoli lo sviluppo di talune attività economiche, come previsto dall'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE.

8.3.2.2. Effetto di incentivazione

(386) Si ritiene che un aiuto agevoli un'attività economica soltanto quando comporta un effetto di incentivazione. Un effetto di incentivazione si verifica quando l'aiuto incoraggia il beneficiario a cambiare comportamento verso lo sviluppo di un'attività economica perseguita dall'aiuto e se il cambiamento di comportamento non si verificherebbe in assenza di tale aiuto.

(387) Come spiegato ai considerando 5 e 6 della decisione di avvio e ai considerando 19 e 23 della presente decisione, il Belgio ha chiarito che, in assenza di aiuti, Engie non disporrebbe degli incentivi necessari per continuare a investire nello sviluppo della capacità di produzione di energia elettrica nucleare, in particolare in quanto, prima della decisione del governo belga relativa al progetto LTO di marzo 2022, il Belgio prevedeva di eliminare completamente l'energia nucleare (cfr. sezione 2.2). Il Belgio ha inoltre spiegato che vi sono importanti fallimenti del mercato connessi agli investimenti nelle risorse di produzione di energia in generale e nella produzione di energia nucleare in particolare (cfr. sezione 3.1). È improbabile che gli investimenti nell'energia nucleare siano redditizi in assenza del sostegno dello Stato, per via dell'incertezza degli sviluppi sul mercato dell'energia elettrica, in particolare nel caso di un'estensione del ciclo di vita per un periodo limitato di 10 anni.

(388) Come spiegato al considerando 19 della presente decisione e al considerando 5 della decisione di avvio, Engie aveva già annunciato l'intenzione di abbandonare il settore nucleare in Belgio e aveva adattato di conseguenza la sua comunicazione e la sua strategia. In risposta alla consultazione pubblica relativa alla decisione di avvio, Engie ha confermato che non vi è dubbio che Electrabel non avrebbe proseguito l'attività delle unità LTO in assenza del progetto LTO, comprese le tre componenti (cfr. sezione 5.1.2).

(389) Il Belgio sostiene inoltre che le attività di sviluppo intraprese a seguito della conclusione dell'accordo di sviluppo congiunto modificato, prima della conclusione dell'operazione, consistono semplicemente in lavori preparatori e studi di fattibilità, e che nessun lavoro effettivo sarà intrapreso prima della conclusione formale dell'operazione (cfr. sezione 3.3.1.1).

(390) La Commissione ritiene che tutte le componenti della misura abbiano lo stesso obiettivo specifico e che siano tutte necessarie ai fini della prosecuzione del progetto LTO.

a) I meccanismi di sostegno finanziario nell'ambito della componente 1 della misura notificata sono necessari per ridurre i rischi del progetto LTO e per coprire i relativi costi di investimento, compreso un ragionevole margine di profitto, in particolare perché, in base all'attuale base giuridica, l'operatore nucleare deve cessare nuovamente le attività nucleari dopo l'estensione di 10 anni, il che crea un livello di incertezza ancora più elevato in relazione alle entrate derivanti dalla produzione di energia nucleare.

([130]) Ibidem, punto 63.
([131]) Ibidem, punto 32.

b) Anche l'accordo sui rifiuti nell'ambito della componente 2 della misura e l'accordo sulle tutele giuridiche in caso di modifica delle normative relative alla produzione di energia nucleare (componente 3) erano stati richiesti da Engie ed Electrabel prima di considerare la loro partecipazione al progetto LTO e il rientro nel settore nucleare in Belgio.

(391) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che la misura abbia un effetto di incentivazione, in quanto induce i beneficiari a intraprendere un'attività economica che non svolgerebbero senza la misura.

8.3.2.3. Conformità alle disposizioni pertinenti del diritto dell'Unione

(392) Come spiegato nella decisione di avvio, nella causa relativa a Hinkley Point C ([132]) la Corte di giustizia ha stabilito che «*gli aiuti di Stato che violano le disposizioni o i principi generali del diritto dell'Unione non possono essere dichiarati compatibili con il mercato interno*». Per quanto attiene in particolare all'energia nucleare, la Corte di giustizia ha chiarito che riguardo al settore «*oggetto del trattato Euratom, un aiuto di Stato a favore di un'attività economica appartenente a tale settore, il cui esame riveli una violazione delle norme del diritto dell'Unione in materia ambientale, non può essere dichiarato compatibile con il mercato interno in applicazione di tale disposizione*».

(393) Inoltre la Corte di giustizia ha sottolineato che il diritto derivato, come la direttiva 2011/92/UE, in base al quale determinati progetti sono soggetti a una valutazione dell'impatto ambientale, si applica alle centrali nucleari e ad altri reattori nucleari.

(394) La Corte ha inoltre chiarito che l'articolo 194 TFUE sulla politica dell'Unione nel settore dell'energia non vieta gli investimenti nell'energia nucleare ([133]). Secondo la giurisprudenza ([134]), poiché gli Stati membri dell'UE sono liberi di scegliere, ai sensi del TFUE, di includere l'energia nucleare nel proprio mix energetico, risulta che gli obiettivi e i principi di diritto dell'UE in materia ambientale e gli obiettivi perseguiti dal trattato Euratom non sono in contraddizione, cosicché non si può ritenere che i principi di protezione dell'ambiente, di precauzione, di «chi inquina paga» e di sostenibilità si oppongano, in qualunque circostanza, alla concessione di aiuti di Stato per la costruzione o la gestione di una centrale nucleare.

(395) Pertanto il fatto che la misura riguardi l'energia nucleare non la rende incompatibile con il mercato interno. Il Belgio ha optato per l'energia nucleare per affrontare le preoccupazioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento e contribuire alla decarbonizzazione del mix energetico (cfr. sezioni 2.3 e 2.4).

(396) Come indicato al considerando 240 della decisione di avvio e al considerando 222 della presente decisione, il Belgio ha spiegato che lo sviluppo del progetto LTO è stato preceduto da un ampio e aperto processo di valutazione dell'impatto ambientale condotto conformemente ai criteri del diritto derivato dell'UE ([135]). In risposta a un'osservazione di terzi al riguardo (cfr. considerando 348), il Belgio ha ribadito che tale valutazione è stata eseguita, su iniziativa del Servizio pubblico federale per l'economia belga, sul progetto LTO e che essa è stata organizzata nel pieno rispetto della legislazione belga e della convenzione di Aarhus (cfr. considerando 356). Pertanto la Commissione non dispone di elementi che indichino che il progetto LTO violi disposizioni del diritto ambientale dell'UE.

(397) Il progetto LTO è stato comunicato alla Commissione e le autorità belghe lo hanno notificato a norma dell'articolo 41 del trattato Euratom.

(398) Non è escluso che Electrabel dovrà effettuare lavori di costruzione al fine di rendere le unità LTO conformi ai requisiti imposti dall'autorità per la sicurezza. Secondo la giurisprudenza, «*quando applica il procedimento in materia di aiuti di Stato, la Commissione è tenuta, in forza del sistema generale del Trattato, a rispettare la coerenza tra le disposizioni*

([132]) Sentenza del 22 settembre 2022, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 44 e 45.
([133]) Sentenza del 22 settembre 2022, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 48 e 49.
([134]) *Ibidem*, punto 49.
([135]) Direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (GU L 26 del 28.1.2012, pag. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/dir/2011/92/oj).

che disciplinano gli aiuti di Stato e le disposizioni specifiche diverse da quelle relative agli aiuti di Stato e, pertanto, a valutare la compatibilità dell'aiuto in questione con tali disposizioni specifiche. Tuttavia siffatto obbligo si impone alla Commissione unicamente nel caso delle modalità di un aiuto così indissociabilmente connesse con l'oggetto dell'aiuto da far sì che sia impossibile valutarle isolatamente. [...] *Per contro, se la modalità in questione può essere dissociata dall'oggetto dell'aiuto, la Commissione non è tenuta a valutare la sua conformità alle disposizioni diverse da quelle relative agli aiuti di Stato nell'ambito del procedimento di cui all'articolo 108 TFUE*» ([136]). Nella sentenza relativa agli aiuti di Stato a favore della centrale nucleare Paks II, il Tribunale ha confermato che la Commissione non è tenuta a verificare che qualsiasi modalità o circostanza relativa all'aiuto, quand'anche non sia inscindibilmente collegata a quest'ultimo, sia conforme al diritto dell'Unione ([137]). Nel caso di specie, il Tribunale ha inoltre osservato che «*[l]o svolgimento di una procedura di appalto pubblico e l'eventuale ricorso a un'altra impresa per la costruzione dei reattori non modificherebbe né l'oggetto dell'aiuto, […] né il relativo beneficiario […]*» ([138]).

(399) Come indicato al considerando 243 della decisione di avvio, la Commissione ritiene che la valutazione della compatibilità della misura notificata potrebbe essere influenzata da una possibile non conformità con la direttiva 2014/25/UE, qualora questa producesse ulteriori indebite distorsioni della concorrenza e degli scambi sul mercato dell'energia elettrica (mercato in cui operano i beneficiari). La Commissione osserva che la direttiva 2014/25/UE è pertinente per quanto riguarda l'aggiudicazione diretta di (potenziali) lavori di costruzione per le unità LTO a imprese specifiche.

(400) Nel caso di specie, sebbene Electrabel abbia subappaltato in tutto o in parte i (potenziali) lavori di costruzione relativi al progetto LTO, che potrebbero essere soggetti alla normativa in materia di appalti pubblici, la Commissione ritiene che non esista un «nesso indissolubile» tra l'aiuto e gli aspetti relativi agli appalti pubblici, in quanto è possibile valutarli separatamente. La misura notificata sostiene l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari indipendentemente dal modo in cui sono scelti i futuri contraenti. L'attuazione dell'aiuto notificato non dipende neppure dall'esatta applicazione delle norme in materia di appalti pubblici. Il funzionamento delle unità LTO e le condizioni per la commercializzazione dell'energia elettrica sono pertanto dissociabili dagli aspetti relativi all'appalto pubblico riguardante i lavori di ristrutturazione dei reattori nucleari. La Commissione può pertanto valutare la misura senza esaminare gli aspetti relativi all'appalto pubblico per l'aggiudicazione dei lavori di ristrutturazione, dal momento che tali aspetti non sono inscindibilmente connessi né all'attività economica promossa dall'aiuto né alle sue modalità.

(401) Per quanto riguarda l'EMSA, il Belgio afferma che è in corso una gara d'appalto pubblica per la selezione di un partner dell'EMSA e che la procedura di gara rispetta le norme del diritto belga in materia di appalti pubblici (cfr. sezione 3.3.1.5.1). Il governo belga agisce in qualità di ente aggiudicatore in nome e per conto di BE-NUC (in quanto essa non è ancora pienamente operativa), ma sarà la stessa BE-NUC a concludere il contratto dell'EMSA. Tenuto conto dell'attività di BE-NUC, si è deciso di applicare le norme relative ai settori dei servizi di pubblica utilità. L'ente aggiudicatore selezionerà le parti ammissibili e le inviterà a presentare un'offerta, sulla base del progetto di contratto dell'EMSA proposto dall'ente aggiudicatore e delle eventuali successive trattative e offerte. La Commissione può pertanto concludere che la gara d'appalto relativa all'EMSA rispetta le pertinenti norme belghe e dell'UE in materia di appalti pubblici.

(402) Il Belgio ha confermato che le autorità belghe ed Engie hanno rispettato le norme in materia di appalti pubblici riguardanti la procedura di gara relativa all'EMSA (cfr. considerando 143) e le norme relative agli appalti pubblici in generale (cfr. considerando 356). Per i motivi di cui ai considerando da 398 a 401, la Commissione non dispone di elementi che indichino che il progetto LTO violi disposizioni del diritto in materia di appalti pubblici.

([136]) Cfr. sentenza del 3 dicembre 2014, *Castelnou Energía*, causa T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, punti da 181 a 184. Sentenza del 30 novembre 2022, *Austria/Commissione*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punto 30.

([137]) Sentenza del 30 novembre 2022, *Austria/Commissione*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punto 32.

([138]) Sentenza del 30 novembre 2022, *Austria/Commissione*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punto 37. Il ragionamento relativo alla necessità di un «nesso indissolubile» affinché la Commissione valuti la compatibilità di talune modalità di aiuto con il diritto dell'UE è stato approvato dalla Corte di giustizia nella sentenza Braesch. Cfr. sentenza del 31 gennaio 2023, *Commissione/Braesch e altri*, C-284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, punti da 96 a 99.

(403) Come indicato al considerando 245 della decisione di avvio e alla sezione 3.3.2.1 della presente decisione, per quanto riguarda il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile nucleare esaurito, l'accordo è in linea con le disposizioni di cui alla direttiva 2011/70/Euratom. Il trattato Euratom e il pertinente diritto derivato attribuiscono ai gestori degli impianti nucleari la responsabilità primaria della garanzia di una gestione responsabile e sicura del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi, nonché del relativo finanziamento, in linea con il principio di cui all'articolo 4, paragrafo 3, della direttiva 2011/70/Euratom. Tuttavia lo Stato ha la responsabilità ultima della gestione responsabile e sicura dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito, oltre che della garanzia della disponibilità di risorse finanziarie adeguate per tale gestione. Le autorità belghe hanno dimostrato che la misura mira a garantire il finanziamento della gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti nucleari, quale prerequisito per una gestione responsabile e sicura di tali materiali. La Commissione non dispone pertanto di elementi che indichino che la parte del progetto LTO relativa all'accordo sui rifiuti violi le disposizioni di cui alla direttiva 2011/70/Euratom.

(404) Poiché il progetto LTO riceve sostegno sotto forma di un contratto bidirezionale per differenza, la Commissione ritiene che i principi di cui all'articolo 19 quinquies, paragrafo 2, del regolamento (UE) 2019/943 ([139]), modificato dal regolamento (UE) 2024/1747 («regolamento sull'energia elettrica»), si applichino a tutti i contratti bidirezionali per differenza a decorrere dall'entrata in vigore di tale regolamento il 16 luglio 2024. Sono compresi i casi in cui uno Stato membro, senza che il regolamento sull'energia elettrica preveda un obbligo in tal senso, decida di introdurre un contratto bidirezionale per differenza in relazione agli investimenti volti a estendere il ciclo di vita degli impianti esistenti, come nel caso del progetto LTO. In tale contesto, le autorità belghe hanno apportato alcune modifiche al modello di contratto per differenza, al fine di migliorare le decisioni di modulazione trasferendo l'autorità decisionale per quanto riguarda le modulazioni economiche al partner dell'EMSA, come spiegato nella sezione 3.3.1.5.2. Inoltre il Belgio ha intensificato il meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi (MPRA aggiornato) per allineare maggiormente il sostegno finanziario alle variazioni dei prezzi di mercato (cfr. considerando 107). La Commissione riconosce che le dimensioni degli impianti sono relativamente grandi rispetto alla liquidità del mercato infragiornaliero e di bilanciamento in Belgio, che gli impianti in questione si basano su una tecnologia nucleare obsoleta con flessibilità limitata, che gli impianti sono soggetti a requisiti di sicurezza particolarmente elevati e che la proroga e l'introduzione di modulazioni economiche aumentano il rischio di arresti (cfr. sezione 2.1). Allo stesso tempo, la Commissione riconosce che sebbene i mercati infragiornalieri e di bilanciamento belgi siano sempre più integrati con i mercati vicini, essi rimangono piuttosto modesti rispetto alle dimensioni dei due impianti. In tale contesto, la Commissione riconosce che le autorità belghe hanno apportato alcune modifiche al modello di contratto per differenza, al fine di allinearlo maggiormente agli obiettivi di cui all'articolo 19 quinquies, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica, garantendo che le unità LTO saranno modulate in funzione dei segnali del mercato, e in particolare assicurando anche, per quanto tecnicamente possibile, un programma di produzione e manutenzione efficiente.

(405) Come indicato al considerando 247 della decisione di avvio e al considerando 110 della presente decisione, il Belgio sostiene che i proventi del contratto bidirezionale per differenza confluiranno nel bilancio generale dello Stato (soggetto a contabilità separata) e saranno utilizzati principalmente per finanziare i pagamenti della controparte dell'accordo di remunerazione ai sensi del contratto per differenza per le unità LTO. Qualora i proventi del contratto per differenza superino gli importi necessari per finanziarne i costi per le unità LTO, essi potrebbero essere utilizzati per finanziare i costi di un altro contratto per differenza. Qualora i restanti proventi del contratto per differenza siano utilizzati ai fini della distribuzione alle imprese, il Belgio si impegna affinché la distribuzione avvenga conformemente all'articolo 19 quinquies, paragrafo 2, lettere d) ed e), del regolamento sull'energia elettrica. Il Belgio informerà preventivamente la Commissione nel caso in cui i proventi del contratto per differenza siano distribuiti alle imprese e, se necessario, notificherà tale misura (cfr. considerando 110). Attraverso tale impegno, la Commissione ritiene che il Belgio abbia fornito garanzie sufficienti in merito al rispetto dei principi di cui all'articolo 19 quinquies, paragrafo 2, lettere d) ed e), del regolamento sull'energia elettrica. Il Belgio ha inoltre confermato che il modello di contratto per differenza include clausole penali in caso di risoluzione anticipata unilaterale indebita del contratto, in linea con l'articolo 19 quinquies, paragrafo 2, lettera f), del regolamento sull'energia elettrica (cfr. considerando 110).

([139]) Regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj), modificato dal regolamento (UE) 2024/1747 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 giugno 2024, che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione (GU L, 2024/1747, 26.6.2024, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj).

(406) Come indicato anche al considerando 248 della decisione di avvio, per quanto riguarda la conformità dell'impresa comune al regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio ([140]), dalle osservazioni dello Stato belga e di Engie risulta che l'impresa comune prevista non può essere considerata pienamente funzionale ai sensi dell'articolo 3 di tale regolamento. Ne consegue pertanto che la misura non è soggetta all'obbligo di notifica alla Commissione europea per quanto riguarda la sua conformità a detto regolamento.

(407) Come indicato al considerando 249 della decisione di avvio e alla sezione 3.6 della presente decisione, per quanto riguarda il finanziamento della misura, le autorità belghe hanno spiegato che i costi relativi al progetto LTO sono coperti dal bilancio dello Stato, ove necessario. Anche i benefici derivanti dal progetto confluirebbero nel bilancio dello Stato. Non vi è alcun vincolo di destinare le risorse alla misura e pertanto la misura non viola l'articolo 30 o l'articolo 110 TFUE.

(408) Per i motivi sopra esposti, la Commissione conclude che la misura proposta non viola dunque alcuna disposizione pertinente del diritto dell'UE.

8.3.2.4. Conclusioni

(409) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che il progetto LTO soddisfa la prima condizione (positiva) della valutazione di compatibilità (ossia che l'aiuto agevoli lo sviluppo di un'attività economica).

8.3.3. *Condizione negativa: l'aiuto non può alterare indebitamente le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse*

8.3.3.1. Individuazione del mercato interessato dall'aiuto

(410) Come indicato nella decisione di avvio, il progetto LTO è stato predisposto per contribuire alla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica nel mercato belga, riducendo al contempo la dipendenza del Belgio dai combustibili fossili (contribuendo in tal modo anche alla decarbonizzazione del sistema energetico belga). Allo stesso tempo è stato stabilito che il mercato belga è ben interconnesso nella regione di calcolo della capacità Core (cfr. considerando 374).

(411) Alla luce di quanto precede, i mercati rilevanti per la valutazione delle misure in questione sono i mercati dell'energia elettrica del Belgio e il mercato dell'energia elettrica all'interno della regione di calcolo della capacità Core.

8.3.3.2. Individuazione degli effetti positivi della misura di aiuto

(412) Come indicato al considerando 254 della decisione di avvio e nella tabella 2 della presente decisione, l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari dovrebbe rappresentare una quota che va dal 12 % al 16 % della produzione di energia elettrica in Belgio, il che consente di proseguire la produzione di energia elettrica nucleare e quindi di mantenere la produzione necessaria dal lato dell'offerta in linea con lo specifico mix energetico scelto dal Belgio. Insieme alla capacità acquisita attraverso il meccanismo di capacità, è necessario mantenere sul mercato i due reattori nucleari più recenti per altri 10 anni, per far fronte al continuo aumento della domanda di energia elettrica in Belgio, come dimostrato dall'ultima valutazione dell'adeguatezza delle risorse del gestore del sistema di trasmissione belga (cfr. sezione 2.4). Il progetto LTO determina pertanto effetti positivi sul mercato, in quanto contribuirà ad affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza delle risorse e contribuirà alla sicurezza dell'approvvigionamento in Belgio.

(413) Inoltre gli investimenti nelle fonti di energia nucleare garantiscono mezzi di produzione affidabili a basse emissioni di carbonio. Garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento nella fase di graduale eliminazione dei combustibili più inquinanti e di riduzione della dipendenza dal gas naturale, la produzione nucleare, che ha basse emissioni di carbonio per MWh di energia elettrica prodotta, contribuisce (insieme allo sviluppo delle energie rinnovabili) al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali ed europei.

(414) Il progetto LTO sosterrà inoltre direttamente gli obiettivi di REPowerEU in quanto ridurrà la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili (in particolare gas) soggetti a fluttuazioni dei prezzi e a rischi geopolitici, rafforzando in tal modo la sicurezza energetica (cfr. considerando 21).

([140]) Regolamento (CE) n. 139/2004 del Consiglio, del 20 gennaio 2004, relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese (GU L 24 del 29.1.2004, pag. 1, ELI: http://data.europa.eu/eli/reg/2004/139/oj).

(415) Alla luce delle considerazioni di cui sopra, la Commissione conclude che il progetto LTO ha effetti positivi sul mercato, in quanto aumenterà la sicurezza dell'approvvigionamento e contribuirà alla decarbonizzazione del mix energetico del Belgio. Poiché la regione di calcolo della capacità Core è ben interconnessa, è probabile che tali effetti positivi vadano a vantaggio degli Stati membri confinanti che importano energia elettrica dal Belgio.

8.3.3.3. Necessità dell'intervento statale

(416) Per stabilire se una misura di aiuto sia necessaria, la Commissione deve valutare se essa sia destinata a una situazione nella quale la misura possa apportare un miglioramento tangibile che il mercato da solo non è in grado di realizzare. Un aiuto che apporti un miglioramento della situazione finanziaria dell'impresa beneficiaria, ma non è necessario per il conseguimento degli scopi previsti non può essere considerato compatibile con il mercato interno.

(417) Nel caso di specie, il Belgio intende estendere il ciclo di vita dei suoi due reattori nucleari più recenti al fine di affrontare le questioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento, riducendo al contempo il consumo di combustibili fossili e contribuendo così alla decarbonizzazione. La Commissione deve valutare se gli aiuti di Stato intesi a mantenere l'energia nucleare sul mercato siano necessari per conseguire tali obiettivi.

(418) Nella sezione 2.3.2 della decisione di avvio e nella sezione 3.1 della presente decisione, la Commissione ha spiegato che l'esistenza di fallimenti del mercato è un fattore pertinente per la valutazione della necessità dell'aiuto e ha riconosciuto alcune carenze del mercato che richiedono un intervento statale per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia nucleare ([141]). Per quanto riguarda in particolare gli investimenti nel settore dell'energia nucleare, il fallimento del mercato è dovuto principalmente a una serie di rischi particolari che sono difficili da gestire per gli investitori commerciali ([142]), quali:

a) la complessità della tecnologia nucleare che comporta l'esposizione a rischi tecnici e relativi alla gestione dei progetti, nonché rischi di mercato e di investimento (per via dell'intensità di capitale degli investimenti e della volatilità dei mercati dell'energia), che costituiscono oggetto della componente 1 della misura;

b) i rischi a lungo termine connessi alla gestione dei rifiuti nucleari, alla disattivazione e allo smantellamento delle centrali nucleari, che costituiscono oggetto della componente 2 della misura; e

c) l'esposizione a rischi connessi a decisioni normative e politiche, che costituiscono oggetto della componente 3 della misura.

(419) Secondo il Belgio, ciascuna delle tre componenti del progetto LTO affronta uno dei rischi e dei fallimenti del mercato di cui al considerando 418.

(420) Il Belgio afferma inoltre che il meccanismo di capacità belga non rappresenta un meccanismo di finanziamento adeguato per la capacità di energia nucleare in Belgio, in particolare in considerazione del breve lasso di tempo in cui è stata decisa l'estensione del ciclo di vita, delle ulteriori incertezze e fallimenti del mercato relativi agli investimenti nell'energia nucleare rispetto ad altre tecnologie, delle caratteristiche specifiche del meccanismo di capacità, che prevede aste annuali dall'esito incerto, e di una tempistica incompatibile con quella del progetto LTO (cfr. sezione 3.3.4 e considerando 353). Il Belgio sostiene inoltre che la misura notificata, compreso il pacchetto di sottomisure, era necessaria per convincere Engie ad avviare negoziati sull'estensione del ciclo di vita delle unità LTO, in quanto Engie aveva già deciso di cessare tutte le attività nucleari in Belgio (cfr. considerando 19).

([141]) Decisione della Commissione del 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regno Unito, Sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (GU L 109 del 28.4.2015, pag. 44), considerando da 382 a 385.

([142]) Cfr. ad esempio la decisione della Commissione del 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regno Unito, Sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (GU L 109 del 28.4.2015, pag. 44); decisione della Commissione del 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungheria, Sviluppo di due reattori nucleari presso la centrale nucleare di Paks II (GU L 317 dell'1.12.2017, pag. 45); decisione della Commissione del 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgio, Estensione del ciclo di vita delle centrali nucleari Tihange 1, Doel 1 e Doel 2 (GU C 142 del 5.5.2017, pag. 1); decisione della Commissione del 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Germania, Trasferimento di passività relative a rifiuti radioattivi e combustibile nucleare esaurito in Germania (GU C 254 del 4.8.2017, pag. 1).

(421) Il Belgio sostiene pertanto che è improbabile che l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari avvenga in assenza di un sostegno statale, tra cui un adeguato modello di remunerazione (componente 1), un accordo sul trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito (componente 2) e le disposizioni relative alle tutele giuridiche (componente 3), ciascuno avente ad oggetto uno dei suddetti fallimenti del mercato.

(422) La necessità di ciascuna delle tre componenti della misura è valutata (separatamente) nelle sezioni 8.3.3.3.1, 8.3.3.3.2 e 8.3.3.3.3. La valutazione della necessità combinata delle componenti 1, 2 e 3, nonché dei loro potenziali effetti cumulativi, è fornita nella sezione 8.3.3.6.

8.3.3.3.1. Necessità della componente 1

(423) Per quanto riguarda i rischi tecnici, di gestione dei progetti, di mercato e di investimento menzionati dal Belgio, la Commissione ha riconosciuto in precedenti decisioni che gli investimenti in nuovi progetti nel settore dell'energia nucleare sono soggetti a un rischio significativo, data la combinazione di elevati costi di capitale iniziali, i lunghi tempi di realizzazione e il lungo periodo di funzionamento per recuperare i costi di investimento. La Commissione ha inoltre riconosciuto che la mancanza di strumenti finanziari o di altri tipi di contratto da reperire sul mercato per coprire i notevoli rischi illustrati costituisce un fallimento di mercato che è proprio di poche tecnologie, tra cui quella nucleare ([143]). Tuttavia si trattava di investimenti in nuovi impianti nucleari. Per contro, il caso di specie riguarda investimenti nell'estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari esistenti. La Commissione ritiene pertanto che la questione dell'investimento nell'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari non si sarebbe presentata in assenza di aiuti.

(424) In primo luogo, per quanto riguarda l'osservazione della Commissione di cui al considerando 295 della decisione di avvio, secondo cui l'estensione del ciclo di vita di Doel 1, Doel 2 e Tihange 1 di 10 anni nel 2015 è avvenuta in assenza di un pacchetto di misure di sostegno finanziario ([144]), Engie ha affermato, in risposta alla consultazione pubblica (cfr. considerando 290), che le circostanze di entrambi i progetti non sono comparabili, in quanto nel caso di specie: i) il governo belga ha preso la decisione relativa al progetto LTO dopo che Engie ha avviato i preparativi per abbandonare l'attività nucleare; ii) vi sono costi aggiuntivi connessi ai tempi ristretti dell'attuale progetto LTO, riconosciuti anche dall'autorità per la sicurezza nucleare (AFCN/FANC); e iii) l'aumento della quota di energie rinnovabili nel sistema energetico determina una maggiore volatilità dei prezzi di mercato rispetto alla situazione e alle aspettative nel 2015.

(425) In secondo luogo, per quanto riguarda il dubbio della Commissione relativo alla necessità di disporre dell'intero pacchetto di misure di remunerazione, il Belgio ed Engie hanno affermato che ciascun elemento della componente 1 soddisfa un obiettivo specifico e che le sottocomponenti sono complementari. Il Belgio ha chiarito più dettagliatamente l'impostazione delle misure finanziarie (cfr. anche il considerando 68).

a) I costi operativi e di manutenzione del progetto LTO sono finanziati attraverso i ricavi operativi delle unità LTO, in base ai quali il contratto per differenza garantisce un flusso stabile di ricavi operativi. Come spiegato dal Belgio ed Engie, dati i fallimenti del mercato relativi all'industria nucleare e l'elevata volatilità del mercato dell'energia elettrica nei prossimi anni, il progetto LTO è esposto a un forte rischio di deficit di finanziamento; il contratto per differenza rappresenta quindi uno strumento necessario per realizzare ricavi operativi stabili. La Commissione ritiene che un contratto per differenza adeguatamente strutturato sia uno strumento necessario per garantire un flusso di ricavi stabile in un contesto di mercato incerto. Nella decisione di avvio la Commissione ha già riconosciuto l'elevato rischio di un VAN negativo per il progetto LTO in assenza di un contratto per differenza. La Commissione concorda inoltre sul fatto che l'estensione del ciclo di vita delle unità LTO (10 anni) copre un breve periodo di tempo rispetto alla durata media degli investimenti nel settore nucleare (tanto più che le unità LTO non opereranno al 100 % della propria capacità nei primi tre anni, per via della necessità di completare i lavori relativi all'estensione del ciclo di vita contemporaneamente), mentre vi sono costi significativi per rendere le unità LTO conformi alle norme di sicurezza.

([143]) Decisione della Commissione del 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regno Unito, Sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (GU L 109 del 28.4.2015, pag. 44), considerando 382 e 383.

([144]) In quel caso sono state concesse solo tutele giuridiche contro il rischio di blocco politico (analogamente alle tutele giuridiche concesse attraverso la componente 3 dell'attuale misura).

b) Il MOCP e i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività integrano il contratto per differenza al fine di garantire la stabilità finanziaria a lungo termine, in quanto non si può escludere che nel corso dei 10 anni si verificheranno periodi di significativa indisponibilità non programmata. I dati forniti da Electrabel dimostrano infatti che la probabilità che un evento del genere si verifichi non è trascurabile, ma piuttosto elevata, sulla base dell'esperienza maturata con i reattori nucleari belgi nel periodo 2012-2022 (cfr. tabella 10). I prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività sono intesi a garantire una liquidità sufficiente durante la fase di riavvio del progetto LTO, quando devono ancora essere effettuati lavori importanti e le unità LTO non possono operare a pieno regime, e la loro restituzione è prevista entro la fine del periodo di 10 anni. Per contro, il MOCP è disponibile per l'intero periodo di 10 anni, ma copre solo le situazioni di significativa indisponibilità non programmata. Uno strumento relativo al capitale circolante funge da ponte infra-annuale verso il MOCP annuo. Il Belgio ha presentato tre scenari che mostrano l'impatto del verificarsi di eventi di significativa indisponibilità non programmata. Come si evince chiaramente dalla tabella 11, in assenza del MOCP e dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, l'impresa comune rischia il fallimento in tali circostanze, la cui probabilità è plausibile nel corso del periodo di 10 anni.

c) La Commissione riconosce pertanto che il contratto per differenza, i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, il MOCP e lo strumento per il capitale circolante sono misure complementari, tutte necessarie a garantire che BE-NUC disponga, in qualsiasi momento, di liquidità sufficiente per pagare i costi operativi, di manutenzione e di carburante per consentire un funzionamento sicuro e affidabile delle unità LTO.

d) Poiché stava limitando la propria esposizione al nucleare (cfr. considerando 19) e non intendeva investire da sola i costi di capitale necessari (un importo superiore a [2-2,5] miliardi di EUR) per il progetto LTO e sostenere da sola tutte le perdite potenziali dovute a indisponibilità non programmate e superamenti dei costi, Engie ha richiesto un meccanismo di ripartizione dei rischi al 50 % con lo Stato belga prima di sottoscrivere l'accordo sul progetto LTO (cfr. considerando 23) e ha insistito sulla costituzione della struttura di impresa comune (creazione di BE-NUC) oltre ai meccanismi di remunerazione, di cui all'accordo di remunerazione, al fine di coprire i restanti rischi di finanziamento e di solvibilità. I requisiti in termini di costi di capitale del progetto LTO sono finanziati dagli azionisti dell'impresa comune su base *pari passu*, sia attraverso il capitale proprio sia attraverso i prestiti degli azionisti.

— Nonostante i meccanismi di remunerazione finanziaria previsti dall'accordo di remunerazione, permangono rischi significativi che Engie non ha voluto assumere da sola. Engie ha presentato una simulazione che mostra l'impatto degli eventi di disponibilità ridotta e/o dei maggiori costi operativi durante la fase di funzionamento che non sono coperti dal MOCP, che possono avere un effetto negativo significativo sulla redditività di BE-NUC, come dimostrato nella tabella 16.

— Grazie alla struttura dell'impresa comune, il finanziamento dei costi di capitale può avvenire senza esposizione al debito, che nel caso di specie sarebbe molto costoso o difficile da ottenere in quanto le banche commerciali non intendono esporsi ad attività nucleari.

— L'introduzione dei prestiti degli azionisti in aggiunta al conferimento di capitale deriva da considerazioni di natura finanziaria, in quanto concede maggiore flessibilità nella definizione dei piani di prelievo e rimborso e ottimizza la struttura finanziaria per quanto riguarda il reddito imponibile.

e) La Commissione conclude pertanto che l'istituzione di un'impresa comune, in cui i rischi connessi al superamento dei costi e alle interruzioni forzate non coperte dagli altri strumenti finanziari sono condivisi con lo Stato belga, può essere considerata necessaria.

f) L'accordo di sviluppo congiunto modificato copre i costi relativi alle attività di sviluppo che devono essere intraprese al fine di soddisfare le aspettative dell'autorità per la sicurezza per quanto riguarda il progetto LTO. Dati i tempi ristretti del progetto LTO, la Commissione ritiene pertanto necessario stabilire un accordo e decidere in merito al finanziamento di tali attività.

g) Per quanto riguarda le restanti sottomisure della componente 1, come già indicato nella decisione di avvio, la Commissione ritiene che:

— l'accordo operativo e di manutenzione consente di garantire la copertura di tutti i costi operativi e di manutenzione in qualsiasi momento, ed è pertanto necessario;

— la conclusione di un accordo sulle pratiche amministrative e sulle vendite di energia rappresenta un requisito necessario affinché il progetto LTO possa essere operativo nella pratica, pertanto l'accordo sui servizi amministrativi e l'EMSA sono indispensabili; e che

— è prassi comune, nell'ambito di un accordo tra due parti, concordare le condizioni in caso di mancata conclusione dell'operazione; l'indennizzo delle perdite a copertura dei costi in caso di mancata conclusione è dunque necessario.

(426) In terzo luogo, la Commissione richiama le osservazioni di terzi secondo cui l'approvvigionamento energetico potrebbe essere garantito anche da tecnologie meno costose, e secondo cui le sovvenzioni nel settore nucleare rallenterebbero i progressi compiuti in relazione ad altre tecnologie meno costose e più rispettose del clima (in particolare le rinnovabili). Il Belgio ha affermato che gli Stati membri hanno la facoltà di definire autonomamente le proprie politiche energetiche, compresa la possibilità di integrare l'energia nucleare nel mix energetico, e che una combinazione diversificata di metodi di produzione dell'energia è essenziale per mantenere una rete elettrica affidabile ed equilibrata. Dato che la concentrazione del mercato è diminuita negli ultimi anni, per via di una quota più elevata di energia rinnovabile nel mix energetico belga (cfr. considerando da 34 a 37), e visti i recenti investimenti dello Stato belga nel parco eolico offshore Princess Elisabeth ([145]), la Commissione non ravvisa alcun motivo per concludere che il progetto LTO ostacolerebbe lo sviluppo di energie rinnovabili in Belgio. Anche la necessità di investire sia nel settore nucleare sia in quello delle energie rinnovabili è plausibile, dal momento che attualmente le energie rinnovabili presentano ancora svantaggi quali la disponibilità di siti e la capacità di connessione alla rete. La remunerazione attraverso il modello di contratto per differenza (modificato) fornisce maggiori incentivi per massimizzare la produzione nelle ore in cui il prezzo è elevato (per quanto possibile, data la tecnologia obsoleta utilizzata nelle unità LTO). Ciò riduce l'impatto competitivo della misura sugli investimenti nelle energie rinnovabili basati sul mercato, in quanto ci si può attendere un funzionamento particolarmente intenso degli impianti di produzione di energia rinnovabile nei periodi di prezzi più bassi (in quanto in tali periodi vi è un'elevata disponibilità delle risorse rinnovabili, che determina una riduzione dei prezzi di mercato).

(427) Infine, per quanto riguarda l'argomentazione del Belgio secondo cui il deficit di finanziamento delle unità LTO non può essere adeguatamente colmato attraverso la partecipazione al meccanismo di capacità (cfr. sezione 3.3.4 e considerando 353), la Commissione riconosce che l'esito incerto delle aste per il meccanismo di capacità e le loro tempistiche non sono compatibili con il piano del Belgio di riavviare le unità LTO nel 2025. In particolare a marzo 2022 il governo belga ha annunciato il progetto LTO e il 13 dicembre 2023 ha firmato un accordo di attuazione vincolante (cfr. sezione 2.3). A tale data si erano già svolte tre aste per il meccanismo di capacità.

(428) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che tutte le sottomisure della componente 1 si sono dimostrate complementari e necessarie.

8.3.3.3.2. Necessità della componente 2

(429) Per quanto riguarda i fallimenti del mercato e i rischi connessi ai costi incerti della gestione dei rifiuti nucleari e della disattivazione, come indicato al considerando 276 della decisione di avvio, la Commissione ritiene che essi siano affrontati mediante il trasferimento delle passività relative ai rifiuti radioattivi e al combustibile esaurito, nonché con il trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO. L'accordo sui rifiuti mira a garantire la gestione responsabile e sicura del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi, dal momento che il trasferimento garantirà il finanziamento dei rifiuti nucleari e aumenterà il livello di sicurezza per lo stoccaggio temporaneo e lo smaltimento finale di tali materiali. Il Belgio sostiene che le passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO coprono solo i costi aggiuntivi dovuti al progetto LTO e non i costi operativi relativi alla gestione quotidiana o alle attività abituali, e che non sono pertanto distorsive.

([145]) Cfr. decisione della Commissione del 13.9.2024, SA.107336 (2024/N), Belgio, Meccanismo di sostegno per il lotto 1 della zona offshore Princess Elisabeth (GU C/2024/5754 del 25.9.2024, pag. 1).

(430) Come sottolineato dalla Commissione in precedenti decisioni relative al trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari in Germania e nel Regno Unito ([146]), la gestione dei rifiuti radioattivi è caratterizzata da tempi lunghi, che possono pertanto richiedere una qualche forma di intervento statale. Inoltre la necessità di un intervento statale per quanto riguarda la gestione responsabile e sicura dei rifiuti radioattivi è sancita dall'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2011/70/Euratom, che prevede la responsabilità ultima dello Stato al riguardo. Il trasferimento delle passività relative alla gestione dei rifiuti radioattivi e alla disattivazione persegue l'obiettivo di garantire il finanziamento della gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi quale prerequisito per la gestione responsabile e sicura di tali materiali. Inoltre Engie non prevedeva di mantenere le sue attività nucleari in Belgio (cfr. considerando 19) e ha convenuto di avviare negoziati sull'estensione del ciclo di vita solo in presenza di un accordo sulle disposizioni finanziarie e sul trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari (cfr. considerando 23).

(431) Per quanto riguarda in particolare il trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO, poiché tale trasferimento copre solo i costi aggiuntivi derivanti dal progetto LTO, mentre le normali passività di disattivazione e smantellamento restano a carico dell'operatore nucleare, e poiché è stato il governo belga (e non Engie o Electrabel) a richiedere l'estensione del ciclo di vita, la Commissione ritiene che anche il trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO sia necessario. Rispetto alla valutazione contenuta nella decisione di avvio, i costi di disattivazione aggiuntivi relativi al progetto LTO sono stati nel frattempo confermati anche dalla CPN/CNV (cfr. considerando 200).

(432) Inoltre la Commissione non si oppone allo svincolo delle attività non europee di Electrabel dal suo perimetro, dato che Engie garantirà che almeno 4 miliardi di EUR di attività rimangano a Electrabel (cfr. considerando 59 e 181).

(433) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene pertanto che la componente 2 della misura notificata sia necessaria.

8.3.3.3.3. Necessità della componente 3

(434) Per quanto riguarda i fallimenti del mercato relativi ai rischi normativi e politici, come indicato al considerando 278 della decisione di avvio, la Commissione ritiene che, sebbene tutte le tecnologie possano, in linea di principio, subire un «blocco» politico, data la natura controversa della tecnologia nucleare, ci si può attendere che i progetti nucleari ne siano toccati in misura maggiore ([147]). In particolare negli ultimi 25 anni il Belgio ha già modificato più volte la propria linea politica in materia di energia nucleare (cfr. sezione 2.2), per cui la Commissione ritiene che tale rischio sia presente in modo particolare nel paese. Inoltre la Commissione, durante la consultazione pubblica sul caso, non ha ricevuto alcuna prova contraria.

(435) La Commissione ritiene pertanto che i rischi normativi e politici siano affrontati in modo efficiente attraverso la misura relativa alle tutele giuridiche e che queste ultime siano necessarie nel caso dell'energia nucleare, come riconosciuto anche dalla Commissione nella decisione relativa al caso SA.39487 ([148]).

8.3.3.3.4. Conclusione sulla necessità della misura

(436) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che tutte e tre le componenti della misura (e relative sottocomponenti) sono necessarie al fine di garantire l'estensione del ciclo di vita dei due reattori nucleari in Belgio. La Commissione conclude inoltre che la misura produce un effetto di incentivazione per i beneficiari, garantendo in tal modo il buon esito del progetto LTO.

([146]) Cfr. decisione della Commissione del 16.6.2017, SA.45296 (2017/N), Germania, Trasferimento di passività relative a rifiuti radioattivi e combustibile nucleare esaurito in Germania (GU C 254 del 4.8.2017, pag. 1); decisione della Commissione del 20.4.2016, SA.34962 (2015/N), Regno Unito, Contratto di trasferimento di rifiuti per nuove centrali nucleari (GU C 161 del 4.5.2016, pag. 1).

([147]) Cfr. anche i considerando 384 e 385 della decisione della Commissione relativa al caso SA.34947 (cfr. nota 144).

([148]) Cfr. decisione della Commissione del 17.3.2017, SA.39487 (2016/NN), Belgio, Estensione del ciclo di vita delle centrali nucleari Tihange 1, Doel 1 e Doel 2 (GU C 142 del 5.5.2017, pag. 1).

8.3.3.4. Adeguatezza

(437) I fallimenti del mercato di cui alla sezione 3.1, derivanti: i) da un mercato dell'energia e un contesto di investimento incerti; ii) da costi relativi ai rifiuti nucleari incerti; e iii) dall'esposizione alle decisioni politiche, impediscono all'operatore nucleare di acquisire certezza in termini di entrate. Nel caso di specie, la Commissione ritiene che ciò sia particolarmente problematico per via della tecnologia obsoleta su cui si basa il funzionamento delle unità LTO, che lascia poco margine di flessibilità, oltre che per via della durata limitata dell'estensione del ciclo di vita di 10 anni. Tali caratteristiche, che sono presenti in modo particolare nel caso di specie, complicano ulteriormente il funzionamento redditizio delle unità LTO; la Commissione ritiene pertanto adeguato il sostegno statale.

(438) Il Belgio afferma che, a causa dei fallimenti del mercato individuati e dei rischi specifici connessi all'energia nucleare, è necessario un meccanismo di sostegno distinto per l'energia nucleare. Come indicato nella sezione 3.3.4, il Belgio afferma che sono state prese in considerazione altre forme di regimi di sostegno finanziario diretto (il premio di incentivazione fisso, il contratto unidirezionale per differenza e il modello del capitale investito riconosciuto), che però non sono state ritenute adeguate per sostenere il progetto LTO. Il Belgio sostiene che le tre componenti della misura notificata sono necessarie per far fronte ai fallimenti e ai rischi del mercato. Secondo il Belgio: i) la particolare configurazione del progetto LTO e le misure di sostegno finanziario della componente 1 sono adeguate per garantire entrate stabili all'operatore nucleare ed evitare l'insolvenza dell'impresa comune in caso di eventi significativi imprevisti; ii) il massimale sulle passività connesse ai rifiuti e le relative sottomisure della componente 2 sono adeguati a garantire la disponibilità dei fondi necessari per finanziare soluzioni responsabili e sicure per la gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi; iii) le tutele giuridiche previste dalla componente 3 sono adeguate a garantire la protezione contro i cambiamenti nell'opinione pubblica e nella posizione dei responsabili politici nei confronti dell'energia nucleare.

(439) Nelle sezioni seguenti la Commissione valuterà, separatamente per ciascuna di esse, se le componenti 1, 2 e 3 della misura notificata e le relative diverse sottomisure siano adeguate. La valutazione dell'adeguatezza combinata della componente 1, della componente 2 e della componente 3, nonché dei loro potenziali effetti cumulativi, è fornita nella sezione 8.3.3.6.

8.3.3.4.1. Adeguatezza della componente 1

(440) In primo luogo, come indicato rispettivamente ai considerando 285, 300 e 303 della decisione di avvio, la Commissione ha ritenuto che l'accordo di sviluppo congiunto modificato, l'accordo sui servizi amministrativi e l'indennizzo delle perdite a copertura dei costi in caso di mancata conclusione dell'operazione fossero misure adeguate. In primo luogo, tenuto conto del breve lasso di tempo prima della data di riavvio delle unità LTO e della necessità di avviare le attività di sviluppo il prima possibile dopo la decisione del governo belga di estendere il ciclo di vita dei due reattori nucleari, la Commissione ritiene che la conclusione dell'accordo di sviluppo congiunto modificato, precedente la conclusione definitiva dell'operazione, rappresenti uno strumento adeguato per garantire che l'operatore nucleare intraprenda le necessarie attività di sviluppo in tempo utile. In secondo luogo, la Commissione ritiene che la conclusione di un accordo sulle pratiche amministrative, nonché la definizione di condizioni in caso di mancata conclusione dell'operazione, costituiscano una prassi comune, nell'ambito di un accordo tra due parti. Inoltre la Commissione, durante la consultazione pubblica sul caso, non ha ricevuto alcuna prova contraria per quanto riguarda le tre sottomisure. La Commissione ritiene pertanto che l'accordo di sviluppo congiunto modificato, l'accordo sulle pratiche amministrative e l'indennizzo delle perdite di copertura dei costi in caso di mancata conclusione dell'operazione costituiscano misure adeguate che devono rientrare nel progetto LTO.

(441) In secondo luogo, per quanto riguarda il contratto per differenza, il Belgio sostiene che il contratto bidirezionale per differenza rappresenta l'opzione più appropriata per affrontare i fallimenti del mercato e garantire la certezza delle entrate, evitando al contempo una remunerazione eccessiva dell'operatore nucleare. Le autorità belghe hanno esaminato meccanismi di sostegno alternativi (partecipazione al meccanismo di capacità, premio di incentivazione fisso, contratto unidirezionale per differenza o modello RAB), che però sono stati ritenuti meno appropriati (cfr. sezione 3.3.4). Come indicato ai considerando da 290 a 293 della decisione di avvio, la Commissione nutriva diverse preoccupazioni in merito al modello di contratto per differenza e molti dei terzi partecipanti alla consultazione pubblica hanno condiviso il parere della Commissione (cfr. sezione 6.2.1.2):

a) il modello di contratto per differenza (iniziale) prevedeva la concessione di una remunerazione fissa per MWh di energia elettrica effettivamente prodotta e non prevedeva incentivi adeguati per produrre energia elettrica e programmare la manutenzione in linea con le circostanze del mercato, il che implica il rischio di indebite distorsioni delle operazioni di mercato;

b) inoltre il meccanismo di modulazione predefinito (iniziale) prevedeva solo sanzioni nei casi in cui la produzione delle unità LTO non fosse stata ridotta quando il prezzo dell'energia elettrica era inferiore a 20 EUR per MWh per più di sei ore, il che avrebbe comportato la concessione di aiuti in periodi di prezzi negativi dell'energia elettrica;

c) all'epoca, inoltre, la Commissione non era convinta che il meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi (iniziale) avrebbe avuto un impatto pratico;

d) infine è stato sollevato il dubbio se la scelta del prezzo del mercato del giorno prima come prezzo di mercato di riferimento nella formula del contratto per differenza fosse la più efficiente e se non fosse più opportuno includere nel prezzo di mercato di riferimento anche un prodotto a lungo termine.

(442) In risposta alle preoccupazioni della Commissione in merito al modello di contratto per differenza, il Belgio ha apportato alcune modifiche:

a) il Belgio ha chiarito in primo luogo che, per via della tecnologia nucleare obsoleta su cui si basa il funzionamento delle unità LTO, è impossibile rendere queste ultime molto reattive ai segnali del mercato. Come indicato nella sezione 2.1, è stata Engie stessa a mostrarsi disponibile a valorizzare la flessibilità delle unità LTO sui mercati dell'energia nel contesto della misura, evidenziando al contempo i conseguenti rischi di arresto dovuto alle modulazioni dei reattori. Allo stesso tempo, l'autorità belga per la sicurezza nucleare ha imposto una limitazione al numero di modulazioni economiche per ciclo. Al fine di rispondere alle preoccupazioni della Commissione e di terzi di cui al considerando 441, lettera a), tenendo presenti i vincoli tecnici degli impianti, il Belgio ha deciso di modificare la remunerazione del partner indipendente dell'EMSA. Il Belgio ha incluso nella formula di remunerazione una componente variabile, così da incentivare il partner dell'EMSA a vendere energia elettrica nucleare quanto più possibile, in linea con le circostanze del mercato, tenendo conto al contempo delle restrizioni alla modulazione, come spiegato nella sezione 3.3.1.5.2. In base a questa nuova configurazione, per rispondere alle preoccupazioni di cui al considerando 441, lettera b), il meccanismo di modulazione è stato abbandonato, in quanto spetterà al partner dell'EMSA decidere quando sia opportuno attivare una modulazione economica. Il partner dell'EMSA avrà i giusti incentivi a richiedere una modulazione economica quando i prezzi di mercato sono bassi o negativi, in quanto in caso contrario andrebbe incontro a una sanzione;

b) per quanto riguarda la preoccupazione di cui al considerando 441, lettera c), il Belgio ha intensificato il meccanismo MPRA, in modo che la remunerazione prevista dal contratto per differenza continui ad allinearsi sempre più alle mutevoli circostanze del mercato (cfr. sezione 3.3.1.3.2);

c) per quanto riguarda la preoccupazione di cui al considerando 441, lettera d), per i motivi di cui al considerando 98, il Belgio ha mantenuto il prezzo del mercato del giorno prima come prezzo di mercato di riferimento nella formula del contratto per differenza. In particolare, durante la fase di indagine formale, il Belgio ha sottolineato l'elevato rischio e l'ampio impatto delle interruzioni non programmate, in particolare durante la fase di riavvio del progetto LTO. Ciò renderebbe molto incerta la produzione delle unità LTO nei primi tre anni di produzione e il fatto di avere un prezzo di riferimento a lungo termine nel modello di contratto per differenza aumenterebbe i rischi per gli impianti;

d) infine il Belgio conferma inoltre che la controparte del contratto per differenza (BE-WATT) svilupperà una strategia di gestione dei rischi per la sua posizione aperta, come previsto dalla legge, e che l'attuazione di detta strategia contribuirà alla liquidità dei mercati a termine dell'energia elettrica (cfr. considerando 99). L'adozione della strategia è soggetta al parere dell'autorità di regolamentazione, che comprenderà una valutazione dell'impatto della strategia sui pertinenti mercati dell'energia elettrica (cfr. considerando 158).

(443) La Commissione ritiene che le modifiche relative al modello di contratto per differenza e la sua esecuzione, nonché l'impegno a sviluppare una strategia di gestione dei rischi che contribuisca alla liquidità dei mercati a termine dell'energia elettrica siano sufficienti per risolvere i dubbi sollevati nella decisione di avvio. La Commissione riconosce che il funzionamento delle unità LTO si basa su una tecnologia obsoleta dalla flessibilità limitata, che ostacola la capacità dell'operatore nucleare di modificare periodicamente la produzione degli impianti. Non è il caso delle tecnologie nucleari più recenti o di centrali nucleari di diversa progettazione (ad esempio barre di controllo nere o grigie) che consentono l'inseguimento del carico. In considerazione del periodo di estensione limitato di 10 anni, la Commissione riconosce che la tecnologia deve essere considerata così com'è disponibile, il che limita la capacità dell'operatore nucleare di modificare in modo significativo l'attività degli impianti. In tale

ottica, la Commissione apprezza i tentativi delle autorità belghe e di Electrabel di allineare il più possibile la produzione e la manutenzione alle circostanze di mercato tramite, da un lato, l'attribuzione dell'autorità decisionale in materia di modulazioni economiche al partner dell'EMSA e la modifica della sua remunerazione e, dall'altro, tramite il passaggio da un ciclo del combustibile di 18 mesi a uno di 12 mesi, che consente di programmare la manutenzione quanto più possibile durante il periodo estivo. A tale riguardo, anche l'intensificazione del meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi contribuisce all'obiettivo di rendere la remunerazione prevista dal contratto per differenza il più possibile conforme alle circostanze di mercato e contribuisce a una maggiore esposizione al rischio di mercato. Sebbene non sia ancora possibile escludere completamente il sostegno in periodi di prezzi negativi, per via della limitata flessibilità degli impianti e delle preoccupazioni in materia di sicurezza, il modello di contratto per differenza modificato, insieme alla formula per il calcolo della remunerazione modificata dell'EMSA, riduce gli incentivi a produrre in periodi di prezzi negativi. La Commissione riconosce inoltre che, in particolare durante la fase di riavvio del progetto LTO, vi è un rischio elevato di indisponibilità e interruzioni non programmate, per cui l'esposizione ai mercati a lungo termine potrebbe comportare rischi aggiuntivi, rendendo il prezzo del mercato del giorno prima più adatto come prezzo di mercato di riferimento nel periodo iniziale del progetto LTO. La Commissione osserva inoltre che le autorità belghe hanno la libertà di adeguare il prezzo di mercato di riferimento nel modello di contratto per differenza e la liquidazione della remunerazione dell'EMSA dopo i primi tre anni del progetto. Infine l'impatto dell'uso del mercato del giorno prima sui mercati a termine è ridotto dalla strategia di copertura che promuoverà la liquidità dei mercati a termine, mentre l'impatto sul mercato infragiornaliero è attenuato dai costi variabili sostenuti dal partner dell'EMSA.

(444) Di conseguenza, e alla luce delle circostanze specifiche del caso di specie, che riguarda le unità nucleari esistenti il cui funzionamento è basato su una tecnologia obsoleta dalla flessibilità limitata, la Commissione ritiene che il modello di contratto per differenza modificato e la remunerazione modificata dell'EMSA siano adeguati.

(445) In terzo luogo, la Commissione ha anche espresso preoccupazioni in merito all'adeguatezza dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e dei MOCP, che coprono rispettivamente i costi dei periodi di inattività e le possibili carenze di flusso di cassa operativo, in un modo simile a una sovvenzione potenzialmente illimitata, proteggendo l'impresa comune da eventuali rischi operativi. Inoltre il MOCP garantisce una protezione del capitale al 50 %. Il Belgio sostiene che, in assenza dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, dello strumento per il capitale circolante, del pagamento dei costi operativi minimi e del versamento di capitale, sarebbero necessari ulteriori conferimenti di capitale, in quanto, in caso di un unico evento di indisponibilità, gli azionisti dell'impresa comune sarebbero esposti a rischi di insolvenza e a un deficit di finanziamento che renderebbero l'investimento non redditizio.

(446) In risposta alle preoccupazioni della Commissione in merito ai prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e al MOCP, il Belgio ha fornito ulteriori chiarimenti e ha adeguato tali misure:

a) il Belgio sostiene che, in linea di principio, i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività saranno rimborsati. Per quanto riguarda il rischio che questi non siano rimborsati qualora i flussi di cassa in entrata fossero insufficienti (in quanto secondari al rimborso dei contributi degli azionisti), il Belgio sostiene che tale scenario è molto improbabile e che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività non sono rimborsati solo in caso di scenario molto negativo (cfr. considerando 132), ossia qualora vi fossero diversi anni di indisponibilità sostanziale, ad esempio meno del 60 % ogni anno dal 2029 al 2035. Sebbene non improbabile, tale rischio è limitato e si concretizza solo in circostanze estreme, che vedrebbero il verificarsi di un evento grave o di una serie di eventi gravi imprevisti per un lungo periodo di tempo e, in ultima analisi, la cessazione delle attività dell'impianto [cfr. lettera b)]. Tale situazione sarebbe svantaggiosa per gli azionisti: i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività non saranno rimborsati integralmente se e solo se il progetto non genera profitti sufficienti per pagare eventuali rendimenti sull'investimento degli azionisti; pertanto, tali prestiti non apportano vantaggi sproporzionati agli azionisti;

b) analogamente il Belgio sostiene che il MOCP si attiva solo in caso di situazione molto negativa e che Engie rischia ancora di perdere il 50 % del suo investimento di capitale. Tuttavia, per rispondere alla preoccupazione relativa al fatto che il MOCP possa trasformarsi in una sovvenzione illimitata, il Belgio ha fissato un massimale per i pagamenti MOCP. Come spiegato al considerando 121, la controparte dell'accordo di remunerazione (ossia lo Stato belga) eserciterà il suo diritto o i suoi diritti di risoluzione ai sensi dell'accordo stesso nel caso in cui il MOCP raggiunga un importo versato di 2 miliardi di EUR;

c) infine il Belgio ha fornito informazioni supplementari in merito al rischio di un evento di significativa indisponibilità non programmata durante il periodo di 10 anni di estensione del ciclo di vita, che si è rivelato non di lieve entità (cfr. considerando da 114 a 118) e i cui effetti hanno un impatto significativo sulla redditività del progetto LTO (cfr. tabella 11).

(447) La Commissione conclude pertanto che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e il MOCP sono strumenti necessari e adeguati per salvaguardare la redditività del progetto LTO, in particolare alla luce delle circostanze particolari del caso di specie, che riguarda reattori nucleari esistenti il cui funzionamento è basato su una tecnologia obsoleta e che sono pertanto soggetti al rischio di interruzioni significative non programmate. In tale prospettiva, dal momento che l'estensione del ciclo di vita è limitata a un periodo di 10 anni, il che limita la possibilità di recuperare perdite significative, il MOCP fornisce un sostegno all'impresa comune proteggendola dal rischio operativo. In assenza di garanzie supplementari sotto forma di MOCP e prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, è probabile che un investitore privato non si assuma il rischio di intraprendere il progetto LTO. Considerando la possibile entità dei pagamenti MOCP in caso di arresto prolungato di una delle due unità LTO, nell'arco di diversi anni, è apparso necessario limitare tale meccanismo a un importo che corrisponderebbe alle pratiche di mercato e che lascerebbe tempo sufficiente per ripristinare il normale funzionamento dell'unità o delle unità LTO. La Commissione accoglie con favore la limitazione dei pagamenti MOCP (potenziali), così che l'esposizione dello Stato belga sia almeno quantificata e nota in anticipo.

(448) Per quanto riguarda la partecipazione dello Stato belga all'impresa comune, il Belgio sostiene che ciò consente allo Stato belga di partecipare al controllo della società di progetto, in quanto i due azionisti costituiscono l'impresa comune a parità di termini e condizioni. Ciò consente inoltre allo Stato belga di mantenere un certo grado di titolarità sulle infrastrutture critiche. La Commissione ritiene pertanto che l'impresa comune sia adeguata.

(449) In quarto luogo, per quanto riguarda l'EMSA, la Commissione ritiene opportuno scegliere un partner per la vendita dell'energia elettrica prodotta dalle unità LTO sul mercato all'ingrosso, a condizione che tale partner agisca in piena indipendenza e non nell'interesse di Electrabel. La Commissione nutriva tuttavia dubbi in merito alla limitazione delle vendite sul mercato all'ingrosso del giorno prima. Il Belgio ha chiarito che il partner dell'EMSA è libero di vendere l'energia elettrica prodotta dalle unità LTO su qualsiasi mercato e non solo su quello del giorno prima (cfr. considerando 152). Il Belgio ha inoltre confermato che il partner dell'EMSA sarà selezionato mediante una gara d'appalto competitiva e che saranno messe in atto misure di salvaguardia per garantire che Engie non influenzi in alcun modo la procedura di gara o il suo esito (cfr. sezioni 3.3.1.5.1 e 3.3.1.5.3). Inoltre, nel caso in cui GEMS sia selezionata come partner dell'EMSA, il Belgio ed Engie si impegnano a porre in essere le necessarie garanzie in modo che non vi siano interferenze con le altre attività commerciali di GEMS (cfr. sezione 3.3.1.5.3). La Commissione ritiene pertanto l'istituzione dell'accordo EMSA e la selezione del partner dell'EMSA adeguate.

(450) Infine la Commissione ha espresso preoccupazioni in merito all'adeguatezza della combinazione di diversi meccanismi di remunerazione che si aggiungono al contratto per differenza e ha ritenuto che il pacchetto di sottomisure nell'ambito della componente 1 possa essere ritenuto appropriato solo nella misura in cui esse non comportino ulteriori indebite distorsioni degli scambi e della concorrenza. Poiché la Commissione non dispone di elementi che indichino che il partner dell'EMSA non opererebbe in modo indipendente, né che Engie sarebbe protetta da tutti i rischi di mercato (attraverso il meccanismo MPRA adeguato, il massimale sul MOCP e il rischio di capitale del 50 %), la Commissione può concludere che tutte le sottomisure nell'ambito della componente 1 possono essere considerate adeguate, sia individualmente che congiuntamente.

8.3.3.4.2. Adeguatezza della componente 2

(451) Come indicato al considerando 304 della decisione di avvio, la gestione dei rifiuti radioattivi è caratterizzata da tempi lunghi e può pertanto richiedere una qualche forma di intervento statale; la responsabilità ultima dello Stato per quanto riguarda la gestione responsabile e sicura dei rifiuti radioattivi è stabilita all'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2011/70/Euratom.

(452) La Commissione ritiene pertanto che il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito a un ente pubblico indipendente, Hedera, rappresenti uno strumento adeguato per attribuire una maggiore responsabilità per lo smaltimento finale del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi allo Stato belga e per garantirne il finanziamento per un lungo periodo di tempo. La Commissione non ha inoltre individuato alcuna misura o modalità alternativa, rispetto a quella descritta nella sezione 3.3.2.2, che consenta al Belgio di conseguire tali obiettivi in modo altrettanto soddisfacente.

(453) Per quanto riguarda il trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO («dissinergie di disattivazione»), di cui alla sezione 3.3.2.4, tale trasferimento copre solo i costi aggiuntivi derivanti dal progetto LTO, mentre le normali passività di disattivazione e smantellamento restano a carico dell'operatore nucleare. La CPN/CNV ha infatti confermato l'esistenza di dissinergie che incidono sui costi di disattivazione e smantellamento e ha quantificato l'importo. Poiché è stato il governo belga, e non Engie/Electrabel, a chiedere l'estensione del ciclo di vita, la Commissione ritiene che il trasferimento delle dissinergie di disattivazione, attraverso un pagamento forfettario una tantum da parte dello Stato belga, sia adeguato.

(454) Infine il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari al fondo Hedera, un ente pubblico separato che garantisce i fondi per lo scopo previsto e controlla i costi relativi alle passività trasferite, entrambi sotto il controllo di un ente pubblico indipendente (CPN/CNV), giustifica lo svincolo delle attività non europee di Electrabel dal suo perimetro e garantisce l'adeguatezza del trasferimento delle passività relative ai rifiuti radioattivi e al combustibile esaurito.

(455) La Commissione ritiene pertanto che la componente 2 della misura notificata, e relative sottomisure, sia adeguata per affrontare il fallimento del mercato relativo ai costi incerti della gestione dei rifiuti e della disattivazione.

8.3.3.4.3. Adeguatezza della componente 3

(456) La Commissione ritiene che la tecnologia nucleare sia toccata in modo particolare dal blocco politico. Pertanto, come già indicato al considerando 306 della decisione di avvio, la Commissione ritiene che un accordo sulle tutele giuridiche sia adeguato per affrontare il fallimento del mercato relativo ai rischi politici e normativi, come riconosciuto anche dalla Commissione nella decisione relativa al caso SA.39487 ([149]).

8.3.3.4.4. Conclusione sull'adeguatezza della misura

(457) La Commissione ritiene che le modifiche della misura, tra cui una modifica del modello di contratto per differenza, l'intensificazione dell'MPRA e un massimale per il MOCP, nonché ulteriori chiarimenti sulla combinazione di sottomisure, siano sufficienti per indurre la Commissione a concludere in merito all'adeguatezza della componente 1. La Commissione tiene inoltre conto delle circostanze specifiche del caso, che riguarda un investimento in centrali nucleari esistenti basate su una tecnologia obsoleta e per un periodo di tempo limitato. Per quanto riguarda le componenti 2 e 3, dall'indagine formale non sono emersi elementi di prova che consentano di discostarsi dalla precedente conclusione della Commissione secondo cui le componenti 2 e 3 sono adeguate.

(458) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che le sottomisure nell'ambito delle componenti 1, 2 e 3 rappresentino uno strumento adeguato per sostenere il progetto LTO.

8.3.3.5. Proporzionalità

(459) Per valutare la proporzionalità di una misura, la Commissione deve garantire che essa si limiti al minimo necessario che consente il buon esito del progetto LTO per il conseguimento degli obiettivi perseguiti.

(460) Nella decisione di avvio la Commissione ha spiegato che la valutazione della proporzionalità deve tenere conto della combinazione delle misure di sostegno proposte dalle autorità belghe, ossia la combinazione delle componenti 1, 2 e 3, compresa la combinazione di sottomisure nell'ambito di ciascuna componente.

(461) Nelle sezioni seguenti la Commissione valuterà in primo luogo se le componenti 1, 2 e 3 della misura notificata, e le relative diverse sottomisure, siano proporzionate. La valutazione della proporzionalità combinata delle componenti 1, 2 e 3, nonché dei loro potenziali effetti cumulativi, è fornita nella sezione 8.3.3.6.

([149]) Cfr. anche il considerando 103 della decisione della Commissione relativa al caso SA.39487 (cfr. nota 25).

8.3.3.5.1. Proporzionalità della componente 1

(462) Come osservato al considerando 331 della decisione di avvio, l'accordo di sviluppo congiunto modificato, l'accordo operativo e di manutenzione, l'accordo sulle pratiche amministrative e l'indennizzo delle perdite di copertura dei costi in caso di mancata conclusione dell'operazione sono risultati conclusi a condizioni di mercato e possono pertanto essere considerati proporzionati. Come indicato al considerando 324 della decisione di avvio, la Commissione ha riconosciuto che l'attuazione di una procedura di gara competitiva per l'accordo operativo e di manutenzione può non essere adeguata data la sensibilità e la natura specifica delle unità LTO, così che la sua proporzionalità può essere valutata attraverso il livello di margine ottenuto da Electrabel mediante l'esecuzione dell'accordo, che dovrebbe essere stabilito a condizioni di mercato. Poiché i livelli dei margini stabiliti nell'accordo operativo e di manutenzione sono allineati a quelli applicati nell'ambito dell'accordo di partenariato LTO con Luminus, che è un accordo di riferimento pertinente in quanto ha ad oggetto servizi simili, la Commissione ha ritenuto che l'accordo operativo e di manutenzione fosse proporzionato. Inoltre la Commissione, durante la consultazione pubblica sul caso, non ha ricevuto alcuna prova contraria per quanto riguarda la proporzionalità dell'accordo di sviluppo congiunto modificato, dell'accordo operativo e di manutenzione, dell'accordo sulle pratiche amministrative e dell'indennizzo delle perdite di copertura dei costi in caso di mancata conclusione dell'operazione.

(463) Anche l'impresa comune è stata ritenuta proporzionata nella decisione di avvio, in quanto il governo belga ed Electrabel eserciteranno i loro diritti su un piano di parità: la governance dell'impresa comune, così come i costi e le entrate, saranno ripartiti equamente.

(464) In questa sezione la Commissione valuta la proporzionalità del tasso interno di rendimento (TIR) del progetto LTO, nonché le restanti sottomisure finanziarie della componente 1 (MOCP, strumento per il capitale circolante, prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, prestiti degli azionisti). Al fine di garantire la proporzionalità della misura di aiuto di Stato ed evitare una sovracompensazione, la misura di aiuto di Stato deve garantire il tasso di rendimento minimo necessario affinché il beneficiario investa. In altre parole, il tasso minimo che permette di colmare il deficit di finanziamento del progetto. Il deficit di finanziamento è definito come la differenza tra il VAN dello scenario di fatto e quello dello scenario controfattuale e coincide al tempo stesso con l'importo minimo dell'aiuto di Stato necessario affinché la misura abbia un effetto di incentivazione sull'impresa e con l'importo massimo dell'aiuto di Stato proporzionato per stimolare gli investimenti.

(465) Il concetto di deficit di finanziamento è profondamente radicato nel normale processo decisionale delle imprese. Quando decidono se intraprendere un progetto, le imprese che mirano a massimizzare i profitti valutano il valore generato dal progetto in questione rispetto a linee d'azione alternative e scelgono quella con il rendimento atteso più elevato. Pertanto, affinché le imprese siano disposte a intraprendere un progetto che non corrisponde a quello con il rendimento atteso più elevato, potrebbe essere necessario incentivarle mediante aiuti di Stato che coprano il deficit di finanziamento.

(466) Al fine di individuare quale parte del miglioramento sia attribuibile all'impatto dell'intervento, dal momento che esso potrebbe essere dovuto non solo al progetto LTO, ma anche ad altri fattori, il Belgio ha fornito uno scenario controfattuale che non era a disposizione della Commissione al momento della decisione di avvio ([150]). In tal caso, lo scenario controfattuale è uno scenario in cui non si realizzerebbe alcuna estensione del ciclo di vita delle unità LTO, come avverrebbe in assenza di un accordo con il governo belga. Nell'analisi controfattuale, i risultati dell'intervento sono confrontati con quelli che sarebbero stati conseguiti se l'intervento non fosse stato attuato. In tale situazione, Electrabel: i) continuerebbe a gestire i reattori nucleari fino alle loro date di chiusura legali originarie; e ii) manterrebbe tutte le responsabilità connesse ai rifiuti. Il governo belga ha fornito i dati finanziari relativi a tale punto, vale a dire gli specifici flussi di cassa disponibili previsti non attualizzati ([151]) relativi alle attività delle unità nucleari belghe per la loro restante durata di vita (fino alla data di chiusura legale nel 2025). Il Belgio sostiene che i flussi di cassa delle unità LTO per la restante durata del ciclo di vita legale rimangono invariati con o senza il progetto LTO.

(467) In relazione alla proporzionalità della componente 1, nella decisione di avvio sono emerse tre preoccupazioni principali, pertinenti ai fini della valutazione della Commissione:

a) il MOCP e le condizioni dello strumento per il capitale circolante, i prestiti degli azionisti e i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività (cfr. sezione 8.3.3.5.1.1);

b) il TIR obiettivo del 7 % alla base del modello finanziario (cfr. sezione 8.3.3.5.1.2); e

c) l'accordo EMSA (cfr. sezione 8.3.3.5.1.3).

([150]) L'analisi controfattuale cui fa riferimento la decisione di avvio si riferisce allo scenario in cui Engie avrebbe intrapreso il progetto LTO senza aver raggiunto un accordo con il governo belga.

([151]) I flussi di cassa disponibili non sono stati attualizzati, in quanto rimane meno di un anno di attività fino alla data di chiusura legale.

8.3.3.5.1.1. Proporzionalità delle misure di sostegno finanziario della componente 1

(468) In primo luogo, come indicato nella decisione di avvio, la Commissione ha ritenuto che il MOCP di fatto fornisca un sostegno all'impresa comune, in quanto qualsiasi perdita di entrate derivante dalla mancata produzione di energia elettrica durante il periodo iniziale e la fase di funzionamento sarà coperta da un pagamento da parte dello Stato belga, così che l'impresa comune sia finanziariamente protetta da eventuali rischi operativi. La questione principale del MOCP era relativa al fatto che esso poteva di fatto rappresentare una sovvenzione quasi illimitata a favore di BE-NUC in caso di lunghi periodi di indisponibilità non programmata delle unità LTO. Teoricamente, qualora un grave evento imprevisto o una serie di gravi eventi imprevisti impediscano alle unità LTO di produrre energia elettrica per la durata di 10 anni del progetto LTO, il MOCP potrebbe essere attivato fino a un valore massimo di [7 000-8 000] milioni di EUR. Il Belgio ha fornito ulteriori chiarimenti in merito alla probabilità, non trascurabile, che tali eventi di significativa indisponibilità non programmata si verifichino (cfr. considerando da 114 a 118) e alle possibili conseguenze (cfr. tabella 11); il Belgio si è inoltre impegnato a limitare il pagamento MOCP a 2 miliardi di EUR (cfr. considerando 121). Tale importo, che appare in linea con le prassi del settore in materia di livelli di garanzia, corrisponde al limite superiore di uno scenario in cui entrambe le unità LTO sono indisponibili contemporaneamente per due anni consecutivi. In considerazione del periodo di estensione del ciclo di vita dell'impianto (limitato a 10 anni), due anni sono stati considerati il periodo massimo che potrebbe essere dedicato all'individuazione e alla risoluzione di un problema o di una serie di problemi, in funzione della loro rilevanza, prima di considerare la possibilità di chiudere l'impianto. La Commissione ritiene pertanto che l'importo massimo del MOCP sia proporzionato.

(469) In secondo luogo, per quanto riguarda i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, il Belgio sostiene che, fino al 2028, essi coprono i costi sostenuti durante il periodo in cui non è previsto che le unità LTO generino entrate nette e sono rimborsabili al governo belga, il che garantisce che l'aiuto sia ridotto al minimo. Come indicato nella decisione di avvio, la Commissione nutriva preoccupazioni in merito al rimborso dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività, in quanto, in pratica, essi costituiscono una linea di finanziamento inferiore a tutti gli altri prestiti, nonché al capitale proprio dell'impresa comune. Ciò significa che, qualora la produzione di energia elettrica non fosse sufficiente, essi potrebbero non essere rimborsati alla fine del periodo del progetto LTO, con il rischio sostanziale che il tasso di interesse, fissato al valore più basso del tasso OLO (a cinque anni) ([152]) in Belgio maggiorato di 200 punti base e del 6 %, possa non riflettere tale rischio. Il Belgio ha chiarito che i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività non saranno rimborsati solo in caso di scenario molto negativo; il rischio che essi non siano rimborsati allo Stato belga è pertanto molto limitato (cfr. considerando 132). In particolare il Belgio ha sottolineato che in tale scenario molto negativo non vi sarebbe neanche alcun rendimento sul conferimento di capitale. In effetti i rischi dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività riguardano solo i risultati e la redditività del progetto, in quanto tali prestiti non sono utilizzati per finanziare le spese in conto capitale. Per quanto riguarda il tasso di interesse, esso è limitato al livello massimo che non supererebbe l'intervallo del TIR obiettivo, nell'ambito dell'MPRA, compreso tra il 6 % e l'8 %. La Commissione ritiene pertanto che i termini e le condizioni dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività siano proporzionati. Qualora i termini e le condizioni definitivi di detti prestiti modificassero la misura notificata quale presentata nella presente decisione, il Belgio si impegna a notificarli alla Commissione.

(470) In terzo luogo, per quanto riguarda le condizioni dello strumento per il capitale circolante e dei prestiti degli azionisti, nel corso del procedimento di indagine formale il Belgio ha chiarito che essi saranno acquistati a condizioni di mercato, a tassi di interesse che non sono ancora stati fissati, ma che sarebbero definiti in riferimento ai tassi di mercato prevalenti e a qualsiasi finanziamento del debito di terzi comparabile disponibile al momento pertinente. È stato preparato un prospetto delle condizioni che definisce i termini e le condizioni di entrambi i prestiti degli azionisti e descrive la metodologia per fissare il tasso di interesse. Il Belgio ha chiarito che tale metodologia è coerente con le politiche di prestito in materia di prezzi di trasferimento di Engie ed è in linea con il principio dell'OCSE in materia di BEPS, che garantisce che il tasso di interesse sia fissato a condizioni di mercato. Secondo il prospetto delle condizioni, il tasso di interesse dovrebbe essere variabile, fissato al tasso EURIBOR a sei mesi più un margine atteso di circa il [0-3] %. La Commissione osserva che il margine aggiunto al tasso EURIBOR a sei mesi sarà stimato a partire da [...], uno strumento ampiamente riconosciuto e utilizzato per stimare i margini differenziali sulla base di criteri quali la scadenza, l'affidabilità creditizia, la valuta del prestito e il mutuatario. Per quanto riguarda il rating considerato per l'impresa comune nella stima del margine differenziale, dal momento che BE-NUC non possiede un rating formale di un'agenzia di rating del credito, il Belgio lo stima considerando il rating del credito più basso degli azionisti dell'entità. Si tratta dello Stato belga (rating Aa3 di Moody's ([153]) confermato sul

([152]) Corrispondente alla durata stimata dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività (cinque anni).
([153]) Equivalente ad AA–, utilizzando la terminologia di rating di S&P e Fitch.

sito web del governo belga ([154]), rating AA di S&P e rating AA- di Fitch, come confermato sul sito web del governo belga e verificato anche dalla Commissione europea sul portale S&P Capital IQ Pro ([155]) il 16 gennaio 2025) e di Electrabel (rating Baa1 di Moody's ([156]), secondo la relazione accessibile al pubblico del 10 luglio 2024 ([157]), e rating BBB+ di Fitch, secondo le informazioni pubblicamente disponibili sul sito web di Fitch ([158])). Si tratta di un approccio standard, in particolare considerando che le unità LTO costituiscono un'attività fondamentale di Electrabel, ulteriormente sostenuta da una garanzia illimitata della società madre concessa da Engie (rating Baa1 di Moody's ([159]) e BBB+ di Fitch ([160])), e considerando la struttura del capitale proprio dell'impresa comune. La Commissione ritiene pertanto che i termini e le condizioni dello strumento per il capitale circolante e dei prestiti degli azionisti siano proporzionati. Qualora i termini e le condizioni definitivi dello strumento per il capitale circolante e dei prestiti degli azionisti modificassero la misura notificata quale presentata nella presente decisione, il Belgio si impegna a notificarli alla Commissione.

(471) Data l'introduzione di un massimale sul MOCP e alla luce dei ulteriori chiarimenti sui prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e sulle condizioni dello strumento per il capitale circolante e dei prestiti degli azionisti, la Commissione ritiene che il MOCP, lo strumento per il capitale circolante, i prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e i prestiti degli azionisti siano proporzionati.

8.3.3.5.1.2. Proporzionalità del rendimento obiettivo del 7 % (su cui si basa il contratto per differenza)

(472) Nell'ambito dell'accordo di remunerazione si applicherà un contratto bidirezionale per differenza tra le parti. La Commissione ha valutato la metodologia per fissare il prezzo di esercizio, anche verificando i parametri inseriti nel modello finanziario che determina il livello di detto prezzo. Come indicato al considerando 71, nello scenario di base del modello finanziario di sottoscrizione, che è alla base dell'accordo di attuazione firmato il 13 dicembre 2023, il Belgio ipotizza che i costi di ammodernamento dei due reattori ammontino a [2-2,5] miliardi di EUR di spese in conto capitale, il che determinerebbe un prezzo di esercizio di [80-90] EUR/MWh per garantire un tasso interno di rendimento del 7 % nel corso del ciclo di vita delle unità LTO. In altri termini, l'attualizzazione dei flussi di cassa disponibili a un tasso al netto delle imposte del 7 % si tradurrebbe in un VAN pari a zero, dimostrando la proporzionalità del TIR e colmando il deficit di finanziamento. Inoltre il Belgio sostiene che l'accordo di remunerazione comprende un meccanismo di ripartizione dei sacrifici/vantaggi (MPRA) attraverso il quale Engie condivide in parte i rischi con lo Stato belga, laddove i prezzi di mercato si rivelino inferiori o superiori a quanto previsto nello scenario di base. A prezzi più bassi, il rendimento obiettivo (sotto forma di un prezzo di esercizio inferiore) scende dal 7 % al 6 %, mentre a prezzi più elevati esso (sotto forma di un prezzo di esercizio più elevato) sale all'8 %.

(473) Nel corso del procedimento di indagine formale, il Belgio ha fornito ulteriori spiegazioni in merito al motivo per cui il tasso di rendimento obiettivo del 7 % e l'intervallo tra il 6 % e l'8 % sono proporzionati, dimostrando che l'importo dell'aiuto è limitato al minimo necessario per colmare il deficit di finanziamento.

(474) In primo luogo, il Belgio ha modificato il modello di contratto per differenza in modo che la produzione di energia elettrica dalle parte delle unità LTO sia più in linea con i segnali del mercato e affinché il partner dell'EMSA non sia incentivato a vendere energia elettrica a prezzi negativi. Come indicato nella sezione 8.3.3.4.1, la Commissione ritiene che il modello di contratto per differenza modificato sia effettivamente adeguato.

([154]) Cfr. https://www.debtagency.be/en/datafederalstaterating.
([155]) Sul portale S&P Capital IQ Pro accessibile dalla Commissione europea sono visualizzati solo i rating di S&P e Fitch, ove disponibili.
([156]) Equivalente a BBB+, utilizzando la terminologia di rating di S&P e Fitch.
([157]) Cfr. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-Electrabel-SA-Update-to-credit-10Jul2024-PBC_1410170.pdf.
([158]) Cfr. https://www.fitchratings.com/entity/electrabel-sa-96533890.
([159]) Baa1 è equivalente a BBB+, utilizzando la terminologia di rating del credito di S&P e Fitch. https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-07/Credit_Opinion-ENGIE-SA-Update-to-credit-03Jul2024-PBC_1409724.pdf.
([160]) Cfr. https://www.fitchratings.com/entity/engie-sa-80361337.

(475) In secondo luogo, il Belgio ha aggiornato l'esercizio di analisi comparativa e ha concluso che l'intervallo di redditività del 6 %-8 % è in linea con i parametri di riferimento del settore, vale a dire che il TIR del 7 % corrisponde a un premio di circa il 4 % superiore al tasso privo di rischio di circa il 3 % (cfr. sezione 3.3.1.3.1.1). L'analisi comparativa internazionale fornita dal Belgio considera, per quanto possibile, società e progetti comparabili. Dato che il settore nucleare si basa su finanziamenti molto specifici e su misura, spesso con un forte coinvolgimento del governo, la proposta di un parametro di riferimento per meccanismi esattamente equivalenti appare irrealistica. In effetti, il Belgio ha riconosciuto che la varietà dei quadri normativi e di mercato, dei profili di rischio, nonché delle caratteristiche relative alle società e ai progetti, ostacola lo sviluppo di una serie di società o progetti pienamente comparabili. Tuttavia gli esempi proposti dal Belgio possono essere considerati pertinenti, in quanto si basano su società e progetti che detengono attività nucleari in diverse aree geografiche, che mobilitano meccanismi di finanziamento più simili a quelli del progetto. Per quanto riguarda il TIR compreso tra il 6 % e l'8 %, risulta che, come per la maggior parte dei progetti con intervalli e misure di protezione finanziaria comparabili, i parametri indicati dal Belgio si collocano all'estremità inferiore della scala.

(476) In terzo luogo, il Belgio ha modificato il meccanismo MPRA, in modo che l'adeguamento del TIR avvenga più rapidamente e in linea con le circostanze di mercato (cfr. sezione 3.3.1.3.2). L'adeguamento delle quote dell'MPRA dal 30 % al 20 %, e dunque l'intensificazione del meccanismo, determinerà una più rapida variazione al ribasso del TIR quando il prezzo di mercato è inferiore al prezzo di esercizio, o una più rapida variazione al rialzo del TIR quando il prezzo di mercato è superiore al prezzo di esercizio. A parità di altre condizioni, ciò avrebbe un impatto maggiore sul TIR dell'impresa comune in caso di variazioni dei prezzi di mercato all'interno dell'intervallo dei prezzi.

(477) In quarto luogo, sulla base dell'MPRA aggiornato e delle attuali proiezioni dei prezzi di mercato, il Belgio ha calcolato il tasso di rendimento effettivo che BE-NUC otterrebbe oggi, che ammonterebbe al 6,5 %, ossia 0,5 punti base in meno rispetto al tasso obiettivo del 7 %, collocandosi al limite inferiore dell'intervallo del 6 %-8 %. Tale valutazione si basa sull'evoluzione dei mercati dell'energia elettrica dalla firma dell'accordo (2023) e sul fatto che le proiezioni per il periodo 2025-2035 avrebbero visto un calo. La Commissione osserva che tali valutazioni sono in linea con le attuali quotazioni EEX. Al 16 gennaio 2025 le proiezioni dei prezzi medi sono le seguenti: 79,72 EUR/MWh per il 2025, 80,23 EUR/MWh per il 2026, 75,75 EUR/MWh per il 2027, 64,99 EUR/MWh per il 2028 ([161]).

(478) In quinto luogo, il Belgio ha confrontato il TIR obiettivo con il costo teorico del capitale, sulla base di due metodologie ampiamente accettate, vale a dire il costo medio ponderato del capitale (WACC) e il costo del capitale proprio (costo del capitale proprio senza leva finanziaria). Il Belgio ha calcolato il WACC, che si attesta in un intervallo tra il 6,2 % e il 7,4 %, e il costo del capitale proprio senza leva finanziaria, che si attesta in un intervallo tra il 6,2 % e il 7,5 %. In tale contesto, per confermare ulteriormente se il TIR obiettivo sia proporzionato, la Commissione ha confrontato il WACC obiettivo del Belgio con un intervallo del WACC basato sul mercato ([162]). Un TIR obiettivo superiore all'intervallo indica un rendimento sproporzionatamente elevato, un TIR obiettivo inferiore all'intervallo indica un rendimento sproporzionatamente basso (ossia un rendimento che un investitore operante in un'economia di mercato non accetterebbe). Al fine di stimare un intervallo teorico del WACC sulla base dei dati di mercato, la Commissione si basa sulla formula del WACC standard, utilizzata anche dal Belgio e descritta nella sezione 3.3.1.3.1.2.1.

(479) Per il costo del capitale proprio, la Commissione si è basata sulla formula standard CAPM, utilizzata anche dal Belgio e descritta nella sezione 3.3.1.3.1.2.2, stimando ciascuna delle sue componenti sulla base dei dati di mercato, come spiegato di seguito.

(480) Per il tasso privo di rischio, in linea con l'approccio belga, la Commissione si basa sui rendimenti delle obbligazioni a 10 anni (OLO) emesse dal governo belga che possono approssimare il fattore privo di rischio denominato in euro nel rating del credito sovrano del Belgio ed essere coerenti con la durata del progetto di 10 anni. Per quanto riguarda il periodo di calcolo della media, a settembre 2024 la Commissione aveva considerato una media su sei e 12 mesi

([161]) Cfr. https://www.eex.com/en/market-data.

([162]) Dato che i parametri di mercato utilizzati per il costo del capitale proprio senza leva finanziaria e il WACC sono gli stessi, in questa sezione la Commissione si concentrerà sul calcolo del WACC.

pari, rispettivamente, al 3,01 % e al 3,03 % ([163]). L'intervallo stimato del tasso privo di rischio rientra pertanto nei limiti inferiori e superiori delle stime calcolate dal Belgio, rispettivamente del 2,8 % e del 3,11 % (sulla base della media su 12 mesi rispettivamente per la metà del 2023 e la fine del 2023). Tali stime sono inoltre in linea con i tassi medi privi di rischio utilizzati in Belgio, secondo i dati di Fernandez et al. ([164]) per l'inizio del 2024.

(481) Per il premio di rischio di mercato, il Belgio ipotizza un intervallo compreso tra il 5,27 % e il 5,75 %, sulla base dei dati di Damodaran e Kroll (cfr. tabella 8). Tali banche dati sono ampiamente riconosciute e utilizzate nel mondo della finanza e delle imprese. La Commissione ritiene tali fonti affidabili e ipotizza, nello scenario minimo, la media dei dati di Damodaran (5,27 %) e nello scenario massimo una percentuale prudente per il Belgio del 5,75 %. Per lo scenario di base, la Commissione ha considerato una terza fonte di dati ampiamente riconosciuta e utilizzata, ossia i dati dell'indagine annuale pubblicati da Fernandez et al. ([165]), che stimano il premio di rischio di mercato al 5,7 % all'inizio del 2024. Per motivi di prudenza, per lo scenario di base la Commissione considera la media delle tre fonti (Damodaran, Kroll e Fernandez), pari al 5,57 %.

(482) Per il beta senza leva finanziaria, la Commissione ha valutato entrambe le metodologie presentate dal Belgio, che si basano sulla media semplice e sulla mediana del coefficiente di leva finanziaria (debito/capitale proprio) di cinque imprese di servizi pubblici comparabili e sui beta stimati come medie su cinque anni a metà del 2023 con frequenza giornaliera. La Commissione ritiene che tale metodologia e la fonte di dati (Bloomberg) siano in linea con metodologie ampiamente riconosciute ([166]). Per il suo scenario di base ([0,40-1,00]), la Commissione considera la media delle stime più basse ([0,40-1,00]) e più alte ([0,40-1,00]). Per l'apposizione o l'eliminazione della leva finanziaria in relazione alle stime del beta, in linea con il Belgio, la Commissione si basa anche sull'approccio Hamada (come descritto nella tabella 6) e utilizza, per motivi di prudenza, il limite inferiore della stima del Belgio per il coefficiente di leva finanziaria obiettivo (debito/capitale proprio) del 53 %.

(483) Per quanto riguarda il coefficiente di leva finanziaria ([167]), la Commissione osserva che l'intervallo del 34,6 %-35,2 % (cfr. tabella 6) deriva dalla leva finanziaria obiettivo compresa tra il 53 % e il 54,5 % sulla base delle società comparabili utilizzate per le stime del beta di cui al considerando 482. Per motivi di prudenza, nel suo scenario di base la Commissione utilizza il limite inferiore delle stime ([168]).

(484) Per quanto riguarda le stime relative al costo del debito al lordo delle imposte, il Belgio utilizza una metodologia ampiamente riconosciuta che consiste nell'aggiungere al tasso privo di rischio uno spread societario (basato sul settore operativo della società). In linea con tale metodologia, per il suo scenario di base la Commissione aggiunge al tasso privo di rischio del 3,03 % (scenario di base) la media degli spread societari di inizio 2023 e 2024, rispettivamente, del 2,69 % e del 2,17 % ([169]).

([163]) Dati estratti da S&P Capital IQ Pro il 4 settembre 2024.

([164]) Fonte di dati ampiamente riconosciuta. Il professor Fernandez et al. pubblicano annualmente un'indagine sul premio di rischio di mercato e sul tasso privo di rischio utilizzato per molti paesi. L'indagine del 2024, qui disponibile, indica un tasso medio privo di rischio del 3,1 %. Fernandez, P., Garcia de la Garza, D., Fernández Acín, L., *Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024*, disponibile all'indirizzo: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4754347.

([165]) Fonte di dati ampiamente riconosciuta. Il professor Fernandez et al. pubblicano annualmente un'indagine sul premio di rischio di mercato e sul tasso privo di rischio utilizzato per molti paesi. L'indagine del 2024, qui disponibile, indica un premio di rischio di mercato del 5,7 %. Fernandez, P., Garcia de la Garza, D., Fernández Acín, L., *Survey:Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 96 countries in 2024*: SSRN.

([166]) L'utilizzo di una media su cinque anni con frequenza giornaliera consente di attenuare la volatilità a breve termine e di fornire una misura del rischio più stabile.

([167]) Il coefficiente di leva finanziaria (debito/capitale totale) è derivato dalla leva obiettivo utilizzata nel processo di apposizione o eliminazione della leva finanziaria in relazione alle stime del beta, come descritto nella sezione 3.3.1.3.1.2. Il coefficiente di leva finanziaria è calcolato come [leva obiettivo/(1 + leva obiettivo)].

([168]) Il coefficiente di leva finanziaria è inoltre ampiamente in linea con le informazioni del settore fornite da Damodaran, che stima una leva media del 39,25 % per il settore dell'energia elettrica per il 2023 (dati pubblicati a gennaio 2024, disponibili all'indirizzo https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#capstru).

([169]) Dal sito web di Damodaran, pagina «Dati archiviati» (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrate), file 1/24 e 1/23 per l'Europa nella sezione «Costo del capitale per settore».

(485) Le conclusioni della Commissione sul WACC sono illustrate nella tabella 17 di seguito. La tabella mostra tre scenari di WACC, che sono il risultato di tre serie di ipotesi: «scenario basso del Belgio», scenario «di base» della Commissione e «scenario alto del Belgio».

Tabella 17

Presentazione di tre scenari del WACC

Scenari (*)	Scenario basso del Belgio	Scenario di base COM	Scenario alto del Belgio
Tasso privo di rischio	2,8 %	3,0 %	3,1 %
Premio di rischio di mercato	5,3 %	5,6 %	5,8 %
Beta con leva finanziaria	[0,40-1,00]	[1,00-1,60]	[1,00-1,60]
Costo del debito al lordo delle imposte	5,5 %	5,5 %	5,3 %
Leva finanziaria	34,6 %	34,6 %	35,2 %
Aliquota	25 %	25 %	25 %
WACC	6,5 %	7,0 %	7,2 %

(*) Numeri arrotondati al primo decimale.

(486) I parametri del WACC indicati nella tabella 17 si traducono in un WACC di circa il 7,0 % nello scenario di base della Commissione ed entro l'intervallo stimato dal Belgio negli scenari basso e alto. Il TIR obiettivo del 7 % rientra in questo intervallo. Va inoltre osservato che:

a) tali cifre non comprendono alcun premio specifico per il rischio nucleare né premi di altro tipo, come il premio per illiquidità, che riflettano l'attenuazione del rischio derivante dalle diverse misure descritte nelle sezioni precedenti ([170]);

b) le stime del beta e del coefficiente di leva finanziaria dello scenario beta «basso» del Belgio sono basate sulla media semplice delle società comparabili selezionate. Tuttavia, in particolare per quanto riguarda il beta, nelle sue spiegazioni aggiuntive sull'intervallo delle stime del costo del capitale fornite a dicembre 2024, come discusso nella sezione 3.3.1.3.1.2, il Belgio sottolinea che una media semplice di beta comparabili sottovaluterebbe i rischi di mercato di un servizio pubblico esposto ad attività di produzione nucleare, in quanto attribuisce lo stesso peso a società con diverse composizioni di portafoglio ([171]). Per questo motivo, il Belgio ha presentato stime del beta senza leva finanziaria leggermente riviste, prendendo in considerazione la media semplice di tutti i soggetti comparabili, fatta eccezione per quello con il più basso mix di produzione nucleare nelle sue attività, ottenendo il valore di [0,40-1,00], e la media tra i beta senza leva finanziaria di due società con la maggiore esposizione nucleare, ottenendo il valore di [0,40-1,00]. La Commissione riconosce la validità delle osservazioni formulate dal Belgio. Se la media ([0,40-1,00]) delle due stime del beta senza leva finanziaria fosse considerata per il WACC nello scenario di base della Commissione, il WACC si tradurrebbe in una stima leggermente più elevata, pari al 7,12 %.

c) secondo le proiezioni rivedute dei prezzi di mercato (dell'energia elettrica) di cui alla sezione 3.3.1.3.1.3, il TIR realizzato stimato è in realtà del 6,5 %.

(487) Infine, come indicato al considerando 318 della decisione di avvio, la proporzionalità delle sottomisure finanziarie della componente 1 è legata alla loro adeguatezza. Come indicato nella sezione 8.3.3.4.1, la Commissione ha concluso che il pacchetto di sottomisure finanziarie della componente 1 può essere considerato adeguato per affrontare i fallimenti del mercato e i rischi connessi agli investimenti nel settore nucleare.

([170]) Ciò è in linea con la decisione Dukovany.

([171]) Cfr. Belgio, dicembre 2024, «*SA.106107 Supplementary Note — Additional explain on the range of cost of capital estimates*»: ad esempio, Iberdrola (con beta senza leva finanziaria di [0,00-0,60]) disponeva del 5 % della sua capacità installata in attività nucleari e il 14 % della sua produzione proveniva dal nucleare. Allo stesso tempo, il 53 % della produzione totale di Fortum era di origine nucleare e il suo beta si attestava a un valore di [0,40-1,00].

(488) Per i motivi di cui sopra, la Commissione ritiene che il Belgio abbia sufficientemente dimostrato la proporzionalità del modello di contratto per differenza e del relativo TIR.

8.3.3.5.1.3. Proporzionalità dell'accordo EMSA

(489) Infine, nel corso della procedura di indagine formale il Belgio ha confermato che sarà organizzata una gara d'appalto per la selezione del partner dell'EMSA e che i criteri e le condizioni di selezione applicabili al partner dell'EMSA saranno chiariti in modo più dettagliato (cfr. sezione 3.3.1.5.1). La Commissione ritiene che la procedura di gara sia competitiva, ossia aperta, chiara, trasparente, non discriminatoria e basata su criteri oggettivi definiti ex ante conformemente all'obiettivo della misura e tali da ridurre al minimo il rischio di offerte strategiche. I criteri di selezione sono stati pubblicati anche sulle pertinenti piattaforme del Belgio e dell'UE e con sufficiente anticipo rispetto al termine per la presentazione delle domande, al fine di garantire una concorrenza effettiva. In effetti, il Belgio ha attuato disposizioni e garanzie supplementari per garantire il conseguimento degli obiettivi dell'EMSA e l'adeguata fornitura dei servizi previsti (ad esempio, richiesta di informazioni, richiesta di presentazione di candidature, come spiegato nella sezione 3.3.1.5.1).

(490) Il Belgio ha inoltre adottato misure volte a individuare e prevenire efficacemente eventuali conflitti di interesse con Engie durante l'avvio della procedura di gara.

(491) Per rispondere alle preoccupazioni della Commissione di cui al considerando 328 della decisione di avvio, il Belgio ha inoltre modificato il modello di contratto per differenza, affidando l'autorità decisionale in merito alle modulazioni economiche al partner dell'EMSA; questo dispone, attraverso la formula di remunerazione modificata, dei giusti incentivi ad adottare decisioni di modulazione economica in linea con le circostanze di mercato, garantendo un dispacciamento e una manutenzione ottimali delle unità LTO, nonché di minori incentivi a produrre in periodi di prezzi negativi (cfr. sezione 8.3.3.4.1). Di conseguenza, la Commissione ritiene che il partner dell'EMSA non sarà incentivato a offrire la piena capacità delle unità LTO sul mercato del giorno prima al prezzo più basso consentito.

(492) La formula di remunerazione modificata del partner dell'EMSA garantisce inoltre il giusto equilibrio tra i maggiori rischi di arresto e il mantenimento dei giusti incentivi affinché il partner dell'EMSA si adoperi per conseguire il bilanciamento. La Commissione ritiene pertanto che la gara d'appalto relativa all'EMSA attirerà un numero sufficiente di offerenti.

(493) Il Belgio ha inoltre chiarito che sono state previste disposizioni e misure specifiche nel caso in cui GEMS partecipi alla gara d'appalto con esito positivo o nel caso in cui GEMS debba agire temporaneamente in qualità di partner dell'EMSA nel caso in cui la procedura di gara abbia esito negativo (cfr. sezione 3.3.1.5.3). La Commissione ritiene che tali misure siano sufficienti a garantire l'indipendenza del partner dell'EMSA in tutte le circostanze.

(494) Per i motivi di cui sopra, la Commissione ritiene che il Belgio abbia sufficientemente dimostrato la proporzionalità dell'EMSA.

8.3.3.5.2. Proporzionalità della componente 2

(495) Al fine di determinare se il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito sia proporzionato, la Commissione ha verificato se le condizioni alle quali avviene il trasferimento di tali passività siano definite in modo tale da ridurre il più possibile il rischio di superamento dei costi che interessa lo Stato e la relativa incertezza. Data la natura della gestione dei rifiuti radioattivi e la persistente incertezza quanto alla scelta del sito e ai costi di smaltimento, ciò potrebbe non portare alla totale esclusione di qualsiasi possibilità di superamento dei costi, come riconosciuto in precedenti decisioni della Commissione relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito (cfr. nota 149).

(496) La Commissione ha inoltre sottolineato, in casi precedenti, che la gestione dei rifiuti radioattivi necessita di tempi lunghi e può pertanto richiedere una qualche forma di intervento statale. Il Belgio sostiene inoltre che la necessità di un intervento statale per garantire una gestione responsabile e sicura dei rifiuti radioattivi è sancita dall'articolo 4, paragrafo 1, della direttiva 2011/70/Euratom, che prevede la responsabilità ultima dello Stato al riguardo, nonché dalla Convenzione congiunta sulla sicurezza della gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi. Il Belgio sostiene che l'intervento statale potrebbe essere giustificato al fine di evitare il rischio di un onere futuro più gravoso per lo Stato qualora non fossero intraprese azioni.

(497) Il Belgio ha inoltre affermato che, in linea con il principio «chi inquina paga» di cui alla raccomandazione 2006/851/Euratom, l'operatore nucleare belga ha accantonato risorse finanziarie adeguate per i costi di gestione del combustibile esaurito e dei rifiuti radioattivi durante la vita produttiva dei sette reattori nucleari. La CPN/CNV ha effettuato un riesame periodico dell'adeguatezza di tali risorse finanziarie. Il Belgio sostiene inoltre che l'attuale accordo sui rifiuti continua a rispettare il principio «chi inquina paga» e soddisfa i requisiti di cui all'articolo 4, paragrafo 3, lettera e), all'articolo 5, paragrafo 1, lettera f), e all'articolo 9 della direttiva 2011/70/Euratom, per i motivi che seguono:

a) l'operatore nucleare rimane responsabile degli obblighi di disattivazione e delle attività atte a rendere i rifiuti radioattivi e il combustibile nucleare esaurito conformi ai criteri contrattuali di trasferimento. Inoltre il Belgio sostiene che tali criteri siano molto rigorosi e che limitino ulteriormente il rischio assunto dallo Stato belga. Lo Stato non ha inoltre alcuna responsabilità finanziaria o di altro tipo per la parte relativa alla gestione pre-trasferimento, che è a carico dell'operatore nucleare;

b) il volume dei rifiuti è stato definito a monte e l'operatore nucleare si assume il rischio di volume qualora sia prodotto un quantitativo di rifiuti superiore a quello concordato, attraverso la quota di adeguamento del volume; viceversa non è previsto alcun rimborso se il quantitativo di rifiuti prodotto è inferiore a quello concordato;

c) nel pagamento forfettario è stato incluso un premio di rischio per coprire le incertezze per le quali, in conformità allo IAS 37 (principio contabile internazionale), non era ancora stato effettuato alcun accantonamento;

d) il pagamento dell'importo forfettario di 15 miliardi di EUR da parte di Electrabel avviene immediatamente, anziché su un periodo di diversi decenni; la gestione e l'investimento dell'importo avvengono per mezzo di un ente pubblico indipendente (Hedera), che garantisce i fondi per lo scopo previsto e controlla i costi relativi alle passività trasferite, entrambi sotto il controllo di un ente pubblico indipendente (CPN/CNV). Ciò garantisce che le risorse finanziarie siano disponibili quando lo smaltimento finale dei rifiuti radioattivi diventa operativo e riduce i rischi connessi alla possibile insolvenza di Electrabel. Attraverso il pagamento forfettario anticipato degli importi soggetti a massimale, lo Stato belga disporrà già delle risorse finanziarie necessarie e non dipenderà più dalla presenza di un operatore nucleare privato in un futuro lontano.

(498) Nei considerando da 337 a 340 della decisione di avvio, la Commissione ha riconosciuto il fatto che l'accordo sui rifiuti concordato tra il Belgio ed Engie presenta numerose caratteristiche positive, quali: i) il pagamento immediato in contanti, basato sugli attuali accantonamenti nucleari (certificati da contabili internazionali) e comprendente un premio di rischio, che assicura lo Stato belga contro la possibile insolvenza dell'operatore nucleare; ii) l'inclusione della quota di adeguamento del volume nel caso in cui la quantità di rifiuti nucleari fosse superiore a quanto attualmente previsto; e iii) l'inclusione di rigorosi criteri contrattuali di trasferimento.

(499) La Commissione ritiene che il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari al fondo Hedera, un ente pubblico separato che garantisce i fondi per lo scopo previsto e controlla i costi relativi alle passività trasferite, entrambi sotto il controllo di un ente pubblico indipendente (CPN/CNV), giustifica lo svincolo delle attività non europee di Electrabel dal suo perimetro (e il relativo monitoraggio della CPN/CNV) e garantisce la proporzionalità del trasferimento delle passività relative ai rifiuti radioattivi e al combustibile esaurito trasferite; ciò dal momento che, alla conclusione dell'operazione, è stato accertato che almeno 4 miliardi di EUR di attività resteranno a Electrabel. Inoltre, come già indicato al considerando 334 della decisione di avvio, lo svincolo può essere considerato proporzionato in quanto Engie concede una garanzia illimitata e non revocabile da parte della società madre che copre: i) gli obblighi di disattivazione di Electrabel (che comprendono anche il rischio che il valore degli accantonamenti sia insufficiente); ii) il rischio di volume nell'ambito dell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti; e iii) il rimborso dei prestiti con Synatom.

(500) Infine il Belgio ha anche chiarito che il modello finanziario di sottoscrizione prende in considerazione i costi di back-end o di gestione dei rifiuti LTO e del combustibile esaurito LTO, stimati a circa 0,9 milioni di EUR per gruppo di elementi (valori del 2022) (cfr. considerando 177), in modo che tali valori relativi ai rifiuti possano essere attribuiti solo al periodo di estensione del ciclo di vita e non siano considerati nell'ambito dell'accordo sui rifiuti.

(501) In relazione alla proporzionalità della componente 2, nella decisione di avvio sono emerse tre principali questioni irrisolte, pertinenti ai fini della valutazione della Commissione:

a) l'entità del tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale delle passività relative ai rifiuti nucleari trasferite, che potrebbe non rispecchiare i rischi a lunghissimo termine connessi a un trasferimento completo di tutte le passività relative ai rifiuti allo Stato belga (come indicato dalla CPN/CNV nel suo parere);

b) l'entità del premio di rischio; e

c) il valore del trasferimento delle passività di disattivazione aggiuntive derivanti dal progetto LTO, che non era ancora noto al momento della valutazione nella decisione di avvio.

(502) In primo luogo, per calcolare il valore attuale delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito, il Belgio ha scelto un unico fattore di attualizzazione nominale del 3 %, basato su un tasso di inflazione del 2 % e su un tasso reale dell'1 %, contrariamente al parere della CPN/CNV che raccomandava di applicare un approccio in due fasi, in base al quale si utilizza un tasso di attualizzazione del 3,17 % (basato sul tasso OLO a 30 anni) per i primi 30 anni e un tasso di attualizzazione del 2,17 % per il periodo successivo (basato sul tasso privo di rischio). La Commissione ha messo in dubbio il motivo per cui il Belgio si è discostato dall'approccio della CPN/CNV.

(503) Come illustrato nella sezione 3.3.2.3.1, il Belgio ha spiegato che il tasso di attualizzazione del 3 % è un tasso a lungo termine prudente, confrontandolo con il tasso unico simulato equivalente all'approccio in due fasi della CPN/CNV (calcolato in momenti diversi) e il tasso a termine finale dell'EIOPA. Come illustrato nella tabella 14, confrontando il tasso di attualizzazione del 3 % con questi altri tassi di riferimento, considerati in un momento diverso dalla firma dell'accordo di attuazione, il tasso del 3 % si situa al limite inferiore dell'intervallo di riferimenti.

(504) Il tasso del 3 % è inoltre in linea con il tasso OLO belga a 30 anni e rappresenterebbe la migliore stima disponibile, in linea con la prassi di mercato, dato il periodo di tempo prolungato e dato che il 3 % si colloca già nel limite inferiore delle varie stime. Esso è inoltre notevolmente inferiore al tasso di attualizzazione del 4,58 % utilizzato dalla Germania in un caso analogo e approvato dalla Commissione nel caso SA.45296.

(505) Nel calcolo del massimale sulle passività connesse ai rifiuti, il Belgio ipotizza un tasso di inflazione costante del 2 % che rappresenta l'obiettivo di inflazione a lungo termine della BCE. La CPN/CNV ha espresso preoccupazione per il fatto che l'inflazione effettiva dei costi di costruzione nel settore nucleare (sulla base dell'indice ABEX) potrebbe essere superiore all'inflazione obiettivo del 2 % della BCE (cfr. considerando 278). Il Belgio sostiene che l'obiettivo di inflazione della BCE del 2 % rappresenta l'indicatore corretto dell'inflazione per il calcolo del massimale sulle passività connesse ai rifiuti, dal momento che: i) l'indice ABEX costituisce solo un indicatore debole dei costi di costruzione nel settore nucleare, in quanto interessa solo la costruzione residenziale; e ii) le tendenze strutturali alla base dell'indice ABEX e dell'indice IPC sono simili. La Commissione concorda con il ragionamento del Belgio secondo cui si considera come tasso di inflazione rilevante il tasso obiettivo della BCE del 2 %, in linea con la prassi di mercato.

(506) La Commissione conclude pertanto che un tasso di attualizzazione del 3 % può essere considerato prudente e dunque proporzionato.

(507) In secondo luogo, per quanto riguarda l'entità del premio di rischio, il Belgio ha chiarito che all'importo di base di 9 815 milioni di EUR è stato aggiunto un significativo premio di rischio aggiuntivo, pari a 5 185 milioni di EUR, a garanzia delle incertezze rimanenti, sulla base di una nota tecnica dell'ONDRAF/NIRAS.

(508) Durante la fase di indagine formale, il Belgio ha chiarito in che modo le incertezze e i rischi associati al trasferimento della responsabilità finanziaria per la gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito dalle sette centrali nucleari belghe allo Stato belga, come indicato nella nota dell'ONDRAF/NIRAS, sono stati presi in considerazione nel calcolo del premio di rischio (cfr. tabella 15).

(509) La Commissione riconosce che non è facile quantificare tutti i rischi e valutarne la probabilità. Tuttavia la Commissione ritiene che il premio di rischio previsto nell'accordo sul massimale per le passività connesse ai rifiuti sia inteso a coprire tutti i rischi «meno probabili che improbabili» individuati nella nota dell'ONDRAF/NIRAS e considera pertanto proporzionato il premio di rischio di 5 185 milioni di EUR.

(510) In terzo luogo, per quanto riguarda il calcolo dell'importo delle dissinergie di disattivazione, la Commissione prende atto del parere della CPN/CNV, che raccomanda di ridurre l'importo proposto da Engie a [100-500] milioni di EUR (in termini nominali) (cfr. considerando 200) e ritiene che tale importo sia proporzionato.

(511) Alla luce del ragionamento di cui sopra e degli ulteriori chiarimenti forniti dal Belgio, la Commissione ritiene che la componente 2 della misura sia proporzionata.

8.3.3.5.3. Proporzionalità della componente 3

(512) Le disposizioni in materia di tutele giuridiche concluse con Engie prevedono che lo Stato belga risarcisca Engie per le perdite dirette effettivamente subite, ogniqualvolta siano adottate nuove normative riguardanti gli operatori nucleari in Belgio o le attività nucleari di Electrabel che incidono negativamente sulle condizioni dell'operazione.

(513) Nel caso di un atto unilaterale dello Stato belga che comporti la chiusura anticipata dei reattori nucleari Doel 4 e Tihange 3 o la modifica dei parametri economici stabiliti negli accordi, i proprietari delle centrali nucleari possono attivare clausole di compensazione contenute negli accordi e adire un organo giurisdizionale o a un organo arbitrale per ottenere una compensazione. Il ricorrente deve provare la sua richiesta e l'importo della compensazione non è determinato dallo Stato belga o dai proprietari dei reattori nucleari, bensì da un terzo.

(514) Come già indicato nella decisione di avvio, il procedimento dinanzi a un organo giurisdizionale o arbitrale per determinare l'importo del danno oggetto di compensazione dovrebbe garantire che l'importo dell'aiuto sia ridotto al minimo e sia quindi proporzionato.

8.3.3.5.4. Conclusione sulla proporzionalità della misura

(515) La Commissione ritiene che le modifiche della misura, tra cui una modifica del modello di contratto per differenza, l'intensificazione dell'MPRA e un massimale per il MOCP, nonché ulteriori chiarimenti sulla combinazione di sottomisure, siano sufficienti per indurre la Commissione a concludere in merito alla proporzionalità della componente 1. La Commissione tiene inoltre conto delle circostanze specifiche del caso, che riguarda un investimento in centrali nucleari esistenti basate su una tecnologia obsoleta e per un periodo di tempo limitato di 10 anni. La Commissione ritiene inoltre che gli ulteriori chiarimenti sul calcolo del tasso di attualizzazione e del premio di rischio siano sufficienti per poter concludere in merito alla proporzionalità della componente 2 della misura. Infine, per quanto riguarda la componente 3, dall'indagine formale non sono emersi elementi di prova che consentano di discostarsi dalla precedente conclusione della Commissione secondo cui la componente 3 è proporzionata.

(516) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che le sottomisure nell'ambito delle componenti 1, 2 e 3 rappresentino uno strumento proporzionato per sostenere il progetto LTO.

8.3.3.6. Combinazione delle tre componenti e possibili effetti cumulativi

(517) In risposta alla decisione di avvio (cfr. sezione 4.4.4), il Belgio ha affermato che le componenti 1, 2 e 3 della misura, sebbene perseguano lo stesso scopo dell'estensione del ciclo di vita delle unità LTO e siano state attuate contemporaneamente, differiscono in termini di oggetto e natura, scopo e beneficiari; ne deriva che tutte le componenti e le sottocomponenti della misura sono complementari l'una all'altra, il che limita la possibilità che si producano effetti cumulativi.

(518) Per quanto riguarda le affermazioni del Belgio (cfr. considerando 517 e 419) secondo cui ciascuna delle tre componenti del progetto LTO ha ad oggetto un rischio specifico o una serie di rischi e fallimenti del mercato specifici, come indicato al considerando 418, la Commissione ha riconosciuto in precedenti decisioni relative all'energia nucleare che la combinazione di tali rischi e fallimenti del mercato specifici è unica per la tecnologia nucleare ([172]) e costituisce una caratteristica generale di tutti i mercati dell'UE, compreso il mercato belga dell'energia elettrica.

(519) La Commissione ritiene che ciascuna delle tre componenti della misura copra un determinato rischio e fallimento del mercato e che tra di esse non vi siano sovrapposizioni in tal senso. La Commissione conclude pertanto che, al fine di coprire tutti i rischi individuati connessi alla tecnologia nucleare (rischi tecnici e di gestione del progetto, rischi di mercato e di investimento, rischi a lungo termine connessi alla gestione dei rifiuti nucleari, alla disattivazione e allo smantellamento delle centrali nucleari, rischi normativi e strategici), la combinazione delle tre componenti della misura (componente 1, 2 e 3) è necessaria e adeguata.

(520) Per quanto riguarda la proporzionalità dell'insieme combinato delle misure, nella decisione di avvio la Commissione ha ritenuto che il Belgio non avesse sufficientemente dimostrato l'impatto reciproco delle tre componenti della misura, in particolare per quanto riguarda la proporzionalità dell'insieme combinato di tutte le sottomisure.

(521) Nel corso dell'indagine formale il Belgio ha chiarito che, da un lato, il modello finanziario su cui si basano le misure di sostegno finanziario della componente 1 comprende i costi aggiuntivi relativi ai rifiuti operativi e al combustibile esaurito prodotti dalle unità LTO durante il periodo del progetto, nonché il valore delle dissinergie di disattivazione (a carico dello Stato belga), mentre, dall'altro, l'accordo sui rifiuti riguarda non solo le unità LTO, ma tutti e sette i reattori nucleari in Belgio e tiene conto di tutti gli accantonamenti nucleari da effettuare fino alle date di chiusura legali originarie dei sette reattori nucleari (cfr. sezione 3.3.2.5). La Commissione concorda pertanto sul fatto che, ove necessario, i costi dei rifiuti nucleari e del combustibile esaurito sono stati considerati nel modello finanziario della componente 1, su cui si basa la calibrazione delle sottomisure finanziarie della stessa componente, mentre la maggior parte dell'accordo sui rifiuti nell'ambito della componente 2 (considerando il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito fino alla data di chiusura legale originaria dei sette reattori nucleari) non si sovrappone alle sottomisure finanziarie della componente 1. La Commissione conclude pertanto che l'impatto delle sottomisure della componente 2 è stato correttamente preso in considerazione nell'analisi della proporzionalità della componente 1.

(522) Il Belgio riconosce che le componenti 2 e 3 della misura modificano (potenzialmente) il profilo di rischio di Electrabel. Tuttavia, secondo il Belgio, tali componenti non modificano il profilo di rischio di BE-NUC, il principale beneficiario della componente 1. Pertanto il profilo di rischio di BE-NUC costituisce il fattore pertinente per valutare la proporzionalità della componente 1. Come indicato nella sezione 3.4, la Commissione concorda sul fatto che i beneficiari delle tre componenti della misura sono ogni volta leggermente diversi e che l'impatto di ciascuna componente della misura deve essere valutato a livello del beneficiario interessato. Ciò detto, BE-NUC ed Electrabel sono i principali beneficiari delle componenti 1 e 3. Il profilo di rischio ridotto di Electrabel e BE-NUC, grazie alle misure di tutela giuridica della componente 3, è stato preso in considerazione nella valutazione delle sottomisure finanziarie della componente 1, ad esempio, in quanto il TIR obiettivo del progetto LTO è considerato all'estremità inferiore dello spettro nell'esercizio di analisi comparativa aggiornato (cfr. sezione 3.3.1.3.1.1), quindi prossimo alla redditività delle imprese con un profilo di rischio ridotto. Inoltre non è stato aggiunto alcun premio per il rischio nucleare (o premio di liquidità) aggiuntivo, in linea con il profilo di rischio ridotto [cfr. considerando 486, lettera a)]. Infine, se il TIR obiettivo è del 7 %, il TIR realizzato previsto è del 6,5 % e potrebbe attestarsi a un valore anche molto inferiore se si considera l'elevata probabilità che ogni anno si verifichino eventi imprevisti che hanno un impatto negativo sui rendimenti del progetto (cfr. sezione 3.3.1.3.1.3).

([172]) Cfr. ad esempio la decisione della Commissione del 13.1.2015, SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N), Regno Unito, Sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (GU L 109 del 28.4.2015, pag. 44), considerando 385; decisione della Commissione del 24.7.2017, SA.38454 (2017/C) (ex 2015/N), Ungheria, Sviluppo di due reattori nucleari presso la centrale nucleare di Paks II (GU L 317 dell'1.12.2017, pag. 45), considerando 322; decisione di avvio del 30.6.2022, SA.58207 (2021/N), Cechia, Sostegno alla nuova centrale nucleare in Cechia, Dukovany II (GU C 299 del 5.8.2022, pag. 5), considerando da 182 a 184.

(523) La Commissione conclude pertanto che l'effetto cumulativo delle tre componenti della misura è stato preso in considerazione, ove necessario, nella valutazione della proporzionalità e conclude pertanto che anche la combinazione delle tre componenti della misura è proporzionata.

8.3.3.7. Prevenzione degli effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi e valutazione comparata

(524) Affinché la misura sia compatibile con il mercato interno, gli effetti negativi della misura in termini di distorsione indebita della concorrenza e incidenza sugli scambi tra Stati membri devono essere limitati e superati dagli effetti positivi dell'aiuto.

(525) Al fine di analizzare l'impatto sul mercato, la Commissione ha esaminato l'impatto sulla concorrenza determinato dal fatto che lo storico e unico operatore delle due unità LTO, Electrabel, e la seconda società (in termini di quote di mercato) sul mercato belga dell'energia elettrica, Luminus, sono i principali beneficiari della misura notificata. Data la forte posizione di Electrabel nel mercato belga dell'energia elettrica altamente concentrato (cfr. sezione 2.5), la scelta di detta società come principale beneficiario dell'aiuto ha sollevato dubbi in merito a una potenziale distorsione indebita della struttura del mercato.

(526) Nella sezione 4.3.3.1 della decisione di avvio, la Commissione ha valutato il fatto che Electrabel (in quanto importante beneficiario del progetto LTO e operatore unico delle unità LTO) sia stata scelta in assenza di una gara d'appalto, di una procedura di selezione o di un invito pubblico a manifestare interesse. Non era chiaro, dunque, se fossero stati presi in considerazione altri potenziali operatori; da qui la questione se Electrabel fosse l'operatore più efficiente e su quali basi tecniche o economiche fosse stata selezionata.

(527) La Commissione ha tenuto conto delle seguenti argomentazioni nella decisione di avvio, per concludere che la scelta di Electrabel, in assenza di una gara d'appalto, non comporterebbe alcuna distorsione indebita della struttura del mercato:

a) Electrabel è sempre stata l'unico operatore di centrali nucleari in Belgio e dispone pertanto dell'esperienza necessaria per quanto riguarda la gestione delle centrali nucleari esistenti nel paese e delle licenze necessarie. Pertanto non esiste un operatore alternativo che sarebbe più idoneo alla funzione di gestore dei reattori nucleari (cfr. considerando 22);

b) In altri casi, riguardanti la costruzione di nuovi reattori nucleari (ad esempio Paks II ([173])), il beneficiario dell'aiuto relativo all'esercizio degli impianti non è stato selezionato mediante una gara d'appalto;

c) il sostegno è concesso per un periodo limitato (10 anni) e va a favore solo del proseguimento dell'attività delle due centrali nucleari; non è destinato dunque a sostenere nuovi investimenti.

(528) Nella decisione di avvio la Commissione ha inoltre fatto riferimento alla forte posizione di Engie nel mercato belga dell'energia elettrica e ha espresso preoccupazione per le potenziali indebite distorsioni della struttura del mercato causate dalla misura di aiuto in esame. La Commissione nutriva preoccupazioni e dubbi al riguardo, in particolare per quanto riguarda:

a) il modello di contratto per differenza;

b) l'indipendenza del partner dell'EMSA, designato per la vendita di energia elettrica nucleare;

c) la possibile sostituzione di investimenti alternativi per via della misura.

([173]) Cfr. nota 145.

(529) In primo luogo, come spiegato più dettagliatamente nella sezione 3.3.1.3.2 e valutato nella sezione 8.3.3.4.1, il Belgio ha modificato il modello di contratto per differenza, conferendo l'autorità decisionale in materia di modulazioni al partner dell'EMSA, che, attraverso la formula di remunerazione modificata, è incentivato a richiedere modulazioni economiche quando i prezzi di mercato sono inferiori e a non richiederle quando i prezzi di mercato sono più elevati (a differenza del modello iniziale di contratto per differenza, in virtù del quale l'operatore nucleare era incentivato a produrre in modo continuato). La Commissione ha inoltre messo in dubbio l'uso del prezzo del mercato del giorno prima come prezzo di mercato di riferimento nella formula del contratto per differenza. Il Belgio non ha modificato il prezzo di mercato di riferimento, sostenendo a tale riguardo che l'uso di un prodotto a lungo termine nel contratto per differenza è meno adatto, per via della produzione ridotta durante la fase di riavvio del progetto LTO (quando allo stesso tempo saranno in corso i lavori di estensione del ciclo di vita), del rischio di interruzioni durante l'intera durata del progetto LTO, mentre, nel frattempo, il parco nucleare sarà ridotto da sette a due reattori nucleari (cfr. considerando 98). Il Belgio dispone della flessibilità necessaria per rivedere la scelta del prezzo di mercato di riferimento dopo tre anni e mezzo (cfr. considerando 100). Il Belgio conferma inoltre che la controparte del contratto per differenza (BE-WATT) svilupperà una strategia di gestione dei rischi per la sua posizione aperta, come previsto dalla legge, e che l'attuazione di detta strategia contribuirà alla liquidità dei mercati a termine dell'energia elettrica (cfr. considerando 99).

(530) In secondo luogo, il Belgio ha confermato che l'accordo EMSA sarà aggiudicato mediante una procedura di gara aperta e competitiva, al fine di selezionare un partner dell'EMSA indipendente per la vendita dell'energia elettrica prodotta dalle unità LTO. L'organizzazione di una gara d'appalto risolve i dubbi della Commissione in merito alla procedura di concessione dell'accordo EMSA. Per quanto riguarda la preoccupazione della Commissione in merito all'indipendenza del partner dell'EMSA, in particolare nel caso in cui la gara non avesse esito positivo e GEMS, l'entità commerciale di Engie, coprisse le vendite di energia elettrica durante il primo anno, o nel caso in cui GEMS fosse selezionata come partner dell'EMSA attraverso la gara d'appalto, il Belgio ha chiarito in modo più dettagliato le misure di salvaguardia supplementari che saranno adottate in tali casi (cfr. sezione 3.3.1.5.3).

(531) Infine, come già indicato nella decisione di avvio, la Commissione temeva che il progetto LTO avrebbe lasciato troppo poco spazio ad altri progetti di investimento nel settore dell'energia. Le potenziali implicazioni negative del progetto LTO, in particolare per gli investimenti nelle energie rinnovabili, sono state evidenziate anche da alcune delle osservazioni di terzi (cfr. sezione 6.2.3.1). La Commissione ritiene che le affermazioni di terzi non siano state sufficientemente motivate e che il progetto LTO non assorbirà pienamente l'insufficiente capacità di produzione di energia elettrica nel periodo 2025-2035, per i motivi che seguono:

a) nel suo ultimo studio sull'adeguatezza delle risorse (NRAA 2023), Elia ha affermato che la capacità supplementare di 2 GW delle unità LTO non sarà sufficiente a soddisfare il previsto aumento della domanda di energia elettrica nei prossimi 10 anni;

b) attraverso il meccanismo di capacità belga, altre tecnologie di produzione nuove ed esistenti (in particolare la generazione termica, la gestione della domanda e lo stoccaggio) hanno accesso ai finanziamenti per un periodo di tempo breve o più lungo (i contratti del meccanismo di capacità sono concessi per 1, 3, 8 o 15 anni). Pertanto il progetto LTO non inciderà indebitamente sulla situazione di altre tecnologie di produzione in Belgio e non scoraggerà alcun investimento in nuovi impianti termici, nella gestione della domanda e nello stoccaggio fino al 2035;

c) non vi sono indicazioni del fatto che il Belgio cesserebbe di sostenere lo sviluppo di nuove capacità di produzione da fonti energetiche rinnovabili. Ad esempio, nel 2024 la Commissione ha approvato i piani del Belgio per lo sviluppo di parchi eolici nel Mare del Nord, attraverso il progetto del parco eolico offshore Princess Elisabeth (cfr. nota 148).

(532) Per i motivi di cui sopra, la Commissione non dispone di elementi che indichino che il progetto LTO impedirà a nuovi operatori di entrare nel mercato per produrre energia elettrica in Belgio e/o impedirà ad altri operatori di sviluppare nuove capacità di produzione. Di conseguenza, anche l'impatto del progetto LTO sul mercato al dettaglio dovrebbe rimanere limitato.

(533) La Commissione osserva inoltre che la concentrazione del mercato dell'energia belga è leggermente diminuita negli ultimi anni (cfr. sezione 2.5) e che la contestuale disattivazione degli altri reattori nucleari di Engie in Belgio potrebbe alimentare tale tendenza.

(534) Per quanto riguarda la componente 2, al considerando 372 della decisione di avvio la Commissione ha osservato che il trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito non avrà l'effetto immediato di migliorare la situazione concorrenziale dei beneficiari rispetto ai loro concorrenti. In primo luogo, questa componente della misura costringerà l'operatore nucleare a pagare un importo in contanti superiore a quello attualmente accumulato nei bilanci. La quota di adeguamento del volume, che garantisce che l'operatore nucleare paghi un importo supplementare nel caso in cui sia prodotto un quantitativo di rifiuti nucleari maggiore rispetto a quanto inizialmente previsto, funge da garanzia. Inoltre, dopo l'indagine formale, la Commissione conclude (sulla base degli elementi aggiuntivi forniti dal Belgio, come spiegato nella sezione 3.3.2.3) che il pagamento forfettario anticipato di 15 miliardi di EUR ridurrà sufficientemente il rischio assunto dallo Stato belga al momento di rilevare le passività relative ai rifiuti nucleari di Electrabel ed è pertanto proporzionato. Analogamente, anche le altre sottomisure della componente 2 sono state ritenute proporzionate (cfr. sezione 8.3.3.5.2). Pertanto le sottomisure della componente 2 non hanno potenziali effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri.

(535) Infine, per quanto riguarda la componente 3, come indicato al considerando 373 della decisione di avvio, le clausole di tutela giuridica, se e quando applicabili, hanno natura meramente compensativa. Pertanto la Commissione ritiene che esse non comportino potenziali effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri.

(536) In conclusione, alla luce delle modifiche al modello di contratto per differenza, dell'organizzazione di una gara d'appalto relativa all'accordo EMSA (e delle modifiche della remunerazione del partner dell'EMSA), delle garanzie sull'indipendenza del partner dell'EMSA, dell'assenza di elementi che indichino che il progetto LTO ostacolerà lo sviluppo di altre tecnologie di produzione di energia elettrica in Belgio, nonché della proporzionalità delle passività trasferite relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito e delle tutele giuridiche, la Commissione ritiene che le potenziali distorsioni indebite del mercato belga rimarranno limitate.

8.3.4. *Raffronto tra gli effetti positivi dell'aiuto e gli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi*

(537) A seguito della valutazione di cui alla sezione 8.3.2 della presente decisione, la Commissione riconosce che la misura mira a promuovere un investimento nel settore dell'energia nucleare e contribuisce pertanto allo sviluppo di un'attività economica, vale a dire la produzione di energia elettrica da fonti di energia nucleare, contribuendo al contempo alla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica e riducendo la dipendenza del Belgio dai combustibili fossili (contribuendo così anche agli obiettivi di decarbonizzazione del Belgio).

(538) La Commissione riconosce che senza l'aiuto, comprensivo di tutte e tre le componenti che compongono la misura, non ci si possa aspettare che l'investimento sia attuato. L'aiuto è pertanto necessario per lo sviluppo di tale attività economica e fornisce un effetto di incentivazione.

(539) La Commissione ha constatato che il contratto bidirezionale per differenza, integrato dalle altre misure finanziarie a sostegno della sostenibilità finanziaria dell'impresa comune, dall'accordo sul trasferimento delle passività relative ai rifiuti nucleari e al combustibile esaurito, nonché dalle tutele giuridiche, costituiscono strumenti adeguati. L'indagine formale non ha fornito elementi di prova del fatto che altre misure sarebbero state altrettanto efficaci con minori effetti distorsivi, in particolare date le circostanze particolari del caso, che riguardano un'estensione della durata di vita delle attività esistenti per un periodo di tempo limitato.

(540) L'aiuto sarà concesso in modo proporzionato, in quanto il beneficiario non tratterrà utili in eccesso oltre quelli strettamente necessari per garantire l'operatività economica e la redditività della centrale nucleare. Il modello di contratto per differenza modificato e la formula di remunerazione del partner dell'EMSA modificata (i cui parametri saranno oggetto di revisione tra tre anni), nonché il massimale sul MOCP, garantiscono che le unità LTO producano energia elettrica in linea con i segnali del mercato, che l'operatore nucleare e l'impresa comune siano più esposti al rischio di mercato, con una contestuale riduzione dell'esposizione dello Stato belga.

(541) La revisione periodica di una serie chiaramente definita di valori di input nel modello finanziario, che consente un aggiustamento verso l'alto e verso il basso, garantisce che le notevoli incertezze attualmente esistenti per quanto riguarda i costi di esercizio e di capitale non determinino una sovracompensazione per i beneficiari. L'applicazione di un meccanismo (intensificato) di ripartizione dei sacrifici/vantaggi garantisce inoltre che vi siano incentivi a gestire le unità LTO nel modo più efficiente possibile, condividendo al contempo gli oneri con lo Stato belga nel caso in cui i prezzi di mercato siano superiori o inferiori al previsto.

(542) Il tasso di rendimento del capitale proprio, compreso tra il 6 % e l'8 % (con un tasso obiettivo del 7 %), si colloca al limite inferiore dell'intervallo rispetto ai progetti oggetto di analisi comparativa, è in linea con il costo del capitale ed è pertanto considerato proporzionato. Ciò è particolarmente vero in considerazione delle circostanze del progetto LTO, che riguarda un'estensione del ciclo di vita delle attività esistenti basate su una tecnologia obsoleta e per un periodo limitato di 10 anni.

(543) La Commissione osserva inoltre che né Electrabel né BE-NUC controlleranno le vendite dell'energia elettrica prodotta dalle unità LTO, ma che sarà un partner dell'EMSA indipendente a occuparsi di tale vendita sul mercato. Ciò contribuirà a garantire che la posizione di Engie sul mercato belga non sia rafforzata.

(544) Inoltre la Commissione non dispone di elementi che indichino che il progetto LTO impedirà a nuovi operatori di entrare nel mercato della produzione di energia elettrica in Belgio e/o impedirà ad altri operatori di sviluppare nuove capacità di produzione e conclude che, nel complesso, le potenziali indebite distorsioni della concorrenza sono limitate, sulla base delle considerazioni di cui alla sezione 8.3.3.

(545) Dopo un'approfondita ponderazione e considerazione degli impegni offerti, la Commissione è giunta alla conclusione che le indebite distorsioni della concorrenza che derivano dalla misura sono mantenute al minimo necessario e compensate dagli effetti positivi della misura.

8.3.5. *Conclusioni sulla compatibilità dell'aiuto*

(546) Sulla base della valutazione effettuata nella presente decisione e alla luce delle circostanze specifiche del caso di specie, vale a dire l'estensione del ciclo di vita dei reattori nucleari esistenti, basati su una tecnologia obsoleta con flessibilità limitata, per un periodo di tempo limitato di 10 anni, la Commissione ritiene che il pacchetto di misure notificato e successivamente modificato dalle autorità belghe, comprese le possibilità di revisione e gli impegni assunti, sia compatibile con il mercato interno a norma dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE.

9. **CONCLUSIONI**

(547) La misura modificata è compatibile con il mercato interno sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE.

(548) La Commissione osserva che l'accordo di attuazione e i documenti di accompagnamento sono stati forniti, a fini di valutazione, insieme ai termini dell'EMSA e al modello finanziario di sottoscrizione. Il Belgio si impegna a far sì che gli accordi per i quali non sono ancora stati stabiliti i termini e le condizioni definitivi (ad esempio i termini dell'accordo sulle pratiche amministrative, dei prestiti degli azionisti, dei prestiti a sostegno dei costi dei periodi di inattività e dello strumento per il capitale circolante) contengano clausole standard che qualsiasi investitore richiederebbe per progetti simili e che i termini siano fissati a condizioni di mercato. Qualora i termini e le condizioni definitivi di tali documenti modificassero la misura notificata quale presentata nella presente decisione, il Belgio si impegna a notificarli alla Commissione,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

La misura che il Belgio intende attuare per sostenere l'estensione del ciclo di vita di due reattori nucleari in Belgio, Doel 4 e Tihange 3, è compatibile con il mercato interno.

L'attuazione della misura è pertanto autorizzata.

Articolo 2

Il Regno del Belgio è destinatario della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 21 febbraio 2025

Per la Commissione
Teresa RIBERA
Vicepresidente esecutiva