DECISIONE (UE) 2022/639 DELLA COMMISSIONE

del 27 agosto 2021

relativa al regime di aiuti SA.54915 - 2020/C (ex 2019/N) Belgio — Meccanismo di remunerazione della capacità

[notificata con il numero C(2021) 6431]

(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 le proprie osservazioni conformemente alle suddette disposizioni ([1]), e tenuto conto di tali osservazioni,

considerando quanto segue:

1. PROCEDIMENTO

(1) A seguito della procedura antecedente la notifica, con lettera del 19 dicembre 2019, il Regno del Belgio ha notificato alla Commissione, ai sensi dell'articolo 108, paragrafo 3, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea («il trattato»), un meccanismo di remunerazione della capacità («la misura» o «MRC») a livello di mercato.

(2) Con lettera del 21 settembre 2020 la Commissione ha comunicato al Belgio la propria decisione di avviare il procedimento di cui all'articolo 108, paragrafo 2, del trattato riguardo alla misura.

(3) La decisione della Commissione di avviare un procedimento («la decisione di avvio») è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea* ([2]). La Commissione ha invitato gli interessati a presentare osservazioni.

(4) Con lettera del 22 ottobre 2020 il Belgio ha presentato le sue osservazioni in merito alla decisione di avvio. Alla Commissione sono pervenute ulteriori osservazioni da 15 interessati. Tali osservazioni sono state trasmesse al Belgio il quale ha avuto la possibilità di commentarle. Le osservazioni del Belgio sono pervenute con lettera del 24 dicembre 2020.

(5) Il 9 luglio 2021 il Belgio ha convenuto in via eccezionale di rinunciare ai diritti conferiti ai sensi dell'articolo 342 del trattato, in combinato disposto con l'articolo 3 del regolamento (CE) n. 1/1958 ([3]) e di acconsentire all'adozione e alla notifica in inglese della presente decisione.

([1]) GU C 346 del 16.10.2020, pag. 27.
([2]) Cfr. nota 1.
([3]) Regolamento n. 1 che stabilisce il regime linguistico della Comunità economica europea (GU 17 del 6.10.1958, pag. 385).

2. **DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLA MISURA**

2.1. **Sintesi della misura**

(6) Il Belgio stima che dovrà affrontare un problema di adeguatezza della produzione di energia elettrica a partire dal 2025, principalmente in ragione della sua decisione di dismettere gradualmente tutta la capacità nucleare nel periodo 2022-2025 e dallo smantellamento delle capacità di generazione termica in Belgio e nei paesi limitrofi.

(7) Di conseguenza la misura mira a garantire che vi sia una capacità sufficiente per la produzione di energia elettrica e che tale produzione soddisfi la domanda prevista di energia elettrica.

(8) Nel contesto del MRC i beneficiari verrebbero selezionati tramite una procedura di gara competitiva e verrebbero remunerati per la loro disponibilità. Il sostegno assumerebbe la forma di un pagamento di capacità per la durata dell'accordo di capacità. In cambio gli aggiudicatari darebbero la loro disponibilità a soddisfare la domanda del gestore del sistema di trasmissione («TSO») durante eventi di stress che potrebbero verificarsi.

(9) Il Belgio ha fissato i propri obiettivi nazionali di decarbonizzazione nel suo piano nazionale per l'energia e il clima («PNEC») ([4]). Ai sensi di tale PNEC, si prevede che la quota delle fonti di energia rinnovabili nel contesto del consumo belga di energia elettrica aumenterà dal 17 % nel 2017 fino ad almeno il 40,4 % nel 2030. Il conseguimento di tali obiettivi richiederà l'integrazione di fonti di energia rinnovabile significative quali l'eolico e il solare, la cui caratteristica intermittente può rappresentare una sfida per l'adeguatezza e la sicurezza dell'approvvigionamento.

(10) Sebbene lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili non sia il suo obiettivo primario, la progettazione del MRC abbraccia gli obiettivi ambiziosi di introdurre ulteriormente le fonti di energia rinnovabili nel mix energetico belga e fungere da complemento all'ulteriore sviluppo di nuove fonti di energia rinnovabili intermittenti.

2.2. **Base giuridica e disposizioni governative**

(11) La base giuridica della misura è la legge sull'energia elettrica del 29 aprile 1999 sull'organizzazione del mercato belga dell'energia elettrica («la legge sull'energia elettrica»), modificata dalle leggi ([5]) pubblicate il 16 maggio 2019 e il 19 marzo 2021 nella Gazzetta ufficiale belga.

(12) Inoltre, per definire ulteriormente le modalità di funzionamento del MRC, sono stati preparati regi decreti ([6]) e norme sul funzionamento del MRC belga ([7]).

1) il regio decreto del 28 aprile 2021 che determina la metodologia per il calcolo della capacità e i parametri d'asta nel contesto del meccanismo di remunerazione della capacità ([8]);

([4]) https://ec.europa.eu/energy/en/content/national-energy-and-climate-plans-necps-belgium.

([5]) Legge del 22 aprile 2019 che istituisce un meccanismo di remunerazione della capacità (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) («legge MRC») e la legge del 15 marzo 2021 che modifica la legge del 22 aprile 2019 (*Loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité*) («legge MRC modificata»).

([6]) Tali testi sono disponibili sul sito web del ministero dell'Energia, cfr.: https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([7]) La prima proposta è stata successivamente presentata all'autorità nazionale di regolamentazione il 13 novembre 2020. In seguito alle discussioni tra il TSO e l'autorità di regolamentazione, il 30 aprile 2021 il TSO ha presentato una nuova proposta all'autorità di regolamentazione. L'autorità di regolamentazione ha avviato un'ulteriore consultazione pubblica tra il 30 aprile e il 7 maggio 2021, sulle modifiche ritenute necessarie alla proposta del TSO. Le norme sul funzionamento del MRC belga sono state quindi fissate dall'autorità di regolamentazione con decisione del 14 maggio 2021 e approvate con regio decreto del 30 maggio 2021.

([8]) *Arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.*

2) il regio decreto del 21 maggio 2021 sui criteri di ammissibilità relativi al sostegno cumulativo e alla soglia minima di partecipazione ([9]);

3) il regio decreto del 4 giugno 2021 sulle soglie di investimento e sui costi ammissibili ([10]);

4) il progetto di regio decreto sulla determinazione delle condizioni in base alle quali i titolari di capacità in relazione a capacità estere possono partecipare al MRC ([11]); e

5) il regio decreto del 30 maggio 2021 sulle modalità di controllo ([12]).

(13) Nell'agosto del 2020, Elia, il TSO belga, ha condotto una consultazione pubblica sulle norme sul funzionamento del MRC belga ([13]).

2.3. **Adeguatezza della capacità di generazione in Belgio**

2.3.1. *Parametro di affidabilità*

(14) L'obiettivo primario del MRC proposto è garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, come definito in un parametro di affidabilità.

(15) Come notificato nel 2019, i criteri di affidabilità in Belgio sono stati definiti mediante un criterio di previsione di perdita di carico (LOLE) in due parti: il numero previsto di ore durante le quali non sarà possibile per tutte le risorse di generazione a disposizione della rete elettrica belga coprire il carico e il fabbisogno di riserve di esercizio, tenendo conto anche della gestione della domanda, dello stoccaggio e degli interconnettori, non deve superare le tre ore per un anno statisticamente normale. Come secondo criterio, la previsione di perdita di carico deve rimanere inferiore a 20 ore per un anno statisticamente anomalo («LOLE95») ([14]). Tali valori sono stati sanciti anche nella legge sull'energia elettrica.

(16) Il parametro di affidabilità è un'espressione della stima del valore che i consumatori attribuiscono all'evitare interruzioni della fornitura di energia elettrica («VOLL») e il costo previsto della nuova capacità («CONE») in Belgio.

(17) L'articolo 23, paragrafo 6, del regolamento (UE) 2019/943 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, sul mercato interno dell'energia elettrica ([15]) («regolamento sull'energia elettrica») prevede l'istituzione di una metodologia dell'Unione per il calcolo del VOLL, del CONE e del parametro di affidabilità.

(18) Il 2 ottobre 2020, l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia («ACER») ha approvato la metodologia per il calcolo del VOLL («metodologia VOLL»), del CONE («metodologia CONE») e del parametro di affidabilità («metodologia RS»). Le tre metodologie sono indicate collettivamente come «metodologia VOLL/CONE/RS» ([16]).

(19) Il 7 giugno 2021 il Belgio ha presentato il calcolo dei nuovi VOLL, CONE e del parametro di affidabilità secondo la metodologia VOLL/CONE/RS.

([9]) *Arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7*undecies*, § 8, alinéa 1er, 1° et 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW*.

([10]) *Arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procedure de classement*.

([11]) *Projet d'arrêté royal relatif à l'établissement des conditions auxquelles les détenteurs de capacité étrangère directe et indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité*. Al momento dell'adozione della presente decisione, questo regio decreto non è ancora stato adottato.

([12]) *Arrêté royal du 30 mai 2021 déterminant des modalités du contrôle du bon fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité par la commission de régulation de l'électricité et du gaz*.

([13]) Cfr. https://www.elia.be/en/public-consultation/20200828_public-consultation-crm-functioning-rules.

([14]) Il valore LOLE95 fa riferimento a un parametro relativo al 95° percentile secondo il quale durante condizioni gravose aventi una probabilità del 5 % di verificarsi (ossia un inverno molto freddo che si verifica una volta ogni 20 anni), il valore della LOLE deve essere inferiore al parametro definito, che, nel caso del Belgio, corrisponde a 20 ore.

([15]) GU L 158 del 14.6.2019, pag. 54.

([16]) Decisione dell'ACER del 2 ottobre 2020 sulla metodologia per il calcolo del valore del carico perso, del costo di nuova entrata e del parametro di affidabilità: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2023-2020_Annexes/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS%20-%20Annex%20I.pdf.

(20) Il 28 maggio 2021 l'autorità belga di regolamentazione per l'energia («CREG», la Commissione per la regolamentazione di energia e gas) ha inviato al ministro dell'Energia la propria proposta per un parametro di affidabilità per il Belgio. Il parametro di affidabilità proposto dalla CREG era di 2 ore e 43 minuti.

(21) La direzione generale per l'Energia del Servizio pubblico federale Economia («SPF Economia») nel suo parere del 2 giugno 2021 ha raccomandato di arrotondare il parametro di affidabilità a tre ore al fine di garantire la coerenza con i precedenti studi sull'adeguatezza delle risorse nazionali ed europee, di consentire il rispetto della prassi di esprimere parametri di affidabilità in ore arrotondate come nei paesi limitrofi, nonché di tenere conto del fatto che il deficit non marginale individuato per il Belgio sarà colmato da un mix energetico e non da un'unica tecnologia di riferimento.

(22) Secondo il progetto di regio decreto sulla determinazione del parametro di affidabilità e sull'approvazione dei valori per il costo di VOLL e CONE, il nuovo parametro di affidabilità è fissato a tre ore.

(23) Il progetto di regio decreto approva anche la stima unica del costo di VOLL, sulla base del valore fissato dalla direzione generale per l'Energia dell'SPF Economia congiuntamente all'Ufficio di pianificazione, nonché la stima di CONE sulla base della tecnologia di gestione della domanda ([17]).

(24) Il VOLL sarà fissato a 16 033 EUR/MWh e il CONE a 45 EUR/kW/anno.

(25) Il VOLL è stato calcolato utilizzando un metodo di triangolazione che ha tenuto conto della funzione di produzione e di un'indagine sulla disponibilità a pagare condotta dalla CREG. Secondo le autorità belghe, l'indagine svolta dalla CREG non è stata affidabile in quanto, tra l'altro, il singolo scenario proposto (a una temperatura inferiore a + 5 °C) non era rappresentativo per la maggior parte degli scenari di scarsità. Pertanto la ponderazione attribuita ai risultati dell'indagine per stimare il VOLL è stata limitata.

(26) Secondo la legge sull'energia elettrica, i calcoli rilevanti per il MRC saranno effettuati sulla base del parametro di affidabilità in vigore il 15 settembre dell'anno antecedente all'asta.

(27) In considerazione delle tempistiche serrate, il Belgio ha calcolato il volume da acquisire nelle aste Y-4 e Y-1, previste rispettivamente per ottobre 2021 e 2024, sulla base del vecchio parametro di affidabilità, fermo restando l'impegno ad adeguare i volumi, se necessario, qualora il nuovo parametro di affidabilità e la valutazione dell'adeguatezza evidenzino un fabbisogno di capacità notevolmente inferiore.

(28) Il Belgio si è inoltre impegnato ad aggiornare il VOLL sulla base di una nuova indagine sulla disponibilità a pagare, in linea con la metodologia CONE/VOLL/RS e, se necessario, a stabilire un nuovo parametro di affidabilità prima del mese di settembre del 2022, al fine di utilizzare il nuovo parametro di affidabilità per determinare il volume da approvvigionare al più tardi per l'asta del 2023.

2.3.2. *Valutazione dell'adeguatezza*

(29) Secondo le autorità belghe, il Belgio dovrà affrontare un problema di adeguatezza a partire dal 2025, principalmente in ragione dall'abbandono graduale del nucleare previsto tra il 2022 e il 2025, rafforzato dallo smantellamento delle capacità di generazione di energia termica nei paesi vicini. Il problema dell'adeguatezza è stato stabilito mediante uno studio sull'adeguatezza delle risorse nazionali ipotizzando più scenari.

(30) Lo studio nazionale sull'adeguatezza relativo al periodo 2020-2030, pubblicato dal gestore del sistema di trasmissione belga Elia nel giugno 2019 («studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019») ([18]), ha individuato una necessità sistematica di nuova capacità nello scenario EU-HiLo (*high impact - low probability*, alto impatto - bassa probabilità), entro l'inverno 2025-2026. Tale scenario tiene conto dell'energia elettrica importata e presuppone che diverse unità nucleari francesi potrebbero non essere disponibili (in aggiunta alla «normale» indisponibilità). Lo stesso scenario è stato utilizzato nel quadro della valutazione del volume delle riserve strategiche ([19]). Lo scenario del caso di base dell'UE ([20]) mostra una scarsità di 2,4 GW nel caso in cui venga mantenuta la capacità termica esistente nel sistema (cfr. figura 4-18 dello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019).

([17]) Il valore precedente del VOLL in Belgio era di 23,3 EUR/kWh, mentre 65 EUR/kW/anno era un valore stimato del CONE.

([18]) https://www.elia.be/fr/actualites/communiques-de-presse/2019/06/20190628_press-release-adequacy-and-flexibility-study-for-belgium-2020-2030.

([19]) Cfr. decisione sugli aiuti di Stato C(2018) 589 final, nel caso SA.48648 (2017/NN) — Belgio — *Strategic reserves*.

([20]) Lo scenario «EU-Base» (scenario del caso di base UE) tiene conto delle ultime politiche note di tutti i paesi europei soggetti a modellizzazione (traiettorie nucleari e del carbone, prevista nuova generazione di gas costruita, gestione della domanda e sviluppi dello stoccaggio, meccanismi di capacità, aspetti basati sul flusso, norme del pacchetto per l'energia pulita, sviluppo previsto della rete, ecc.).

(31) I risultati dello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 mostrano, per lo scenario EU-HiLo, che, in assenza di intervento, il LOLE raggiungerebbe un elevato valore pari a 10,5 ore nel 2025, superando significativamente il parametro nazionale di affidabilità in termini di sicurezza dell'approvvigionamento. L'indicatore LOLE95 salirebbe addirittura a 84 ore. La tabella che segue mostra i risultati del LOLE, come previsto dallo studio nazionale sull'adeguatezza per gli scenari EU-HiLo e EU-Base:

Tabella 1

Risultati LOLE per il Belgio nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità

	2025		2028		2030	
	EU-Base	**EU-HiLo**	**EU-Base**	**EU-HiLo**	**EU-Base**	**EU-HiLo**
LOLE mercato residuo (ore)	9,4	10,5	6	6,9	6	6,2
LOLE95 mercato residuo (ore)	89	84	63	76	43	51

Fonte: studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019.

(32) L'11 luglio 2019 la CREG ha pubblicato un'analisi dello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 ([21]). In tale analisi, la CREG ha, tra l'altro, messo in dubbio il ricorso allo scenario EU-HiLo come scenario principale. Secondo la CREG, la metodologia per valutare la redditività della capacità esistente e di quella nuova dovrebbe essere migliorata e dovrebbero essere prese in considerazione tutte le riserve di bilanciamento disponibili in Belgio e all'estero.

(33) Nel novembre 2019 la rete europea di gestori di sistemi di trasmissione («ENTSO per l'energia elettrica») ha pubblicato le previsioni dell'adeguatezza a medio termine del 2019 («previsioni del 2019») ([22]) dalle quali emergono i seguenti risultati per il Belgio nel 2025:

Tabella 2

Livelli LOLE per il Belgio nelle previsioni del 2019

	Scenario del caso di base — 2025	**Sensibilità a una riduzione della generazione a carbone ([23]) — 2025**
LOLE media	1,09 ore	1,61 ore
LOLE95	3,15 ore	—

Fonte: «Previsione dell'adeguatezza a medio termine — 2019» dell'ENTSO per l'energia elettrica.

(34) Tuttavia, secondo il Belgio, le previsioni del 2019 dell'ENTSO per l'energia elettrica non presentano i risultati della LOLE per il Belgio in modo sufficientemente accurato in quanto presuppongono la disponibilità di ulteriori 2,5 GW ([24]), che di fatto non è garantita.

(35) Nella sua relazione finale del mese di aprile del 2020 ([25]), il Pentalateral Energy Forum ([26]) («PLEF») ha presentato i seguenti risultati per il Belgio nel 2025:

([21]) https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1957.

([22]) https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/MAF/2019/MAF%202019%20Appendix%201%20-%20Detailed%20Results%2C%20Sensitivities%20and%20Input%20Data.pdf.

([23]) Viene eseguito un calcolo della sensibilità di «abbandono graduale della generazione alimentata a carbone». Complessivamente circa 23,6 GW di capacità di generazione sono stati rimossi dallo scenario del caso di base del 2025, principalmente attraverso riduzioni delle capacità di generazione basate su lignite e carbon fossile.

([24]) Secondo il Belgio, lo studio presumeva una generazione di energia termica pari a 2,5 GW e la scelta della tecnologia era arbitraria.

([25]) https://www.benelux.int/files/4515/8998/1576/PENTAreport_FINAL.pdf.

([26]) Il Pentalateral Energy Forum è il quadro per la cooperazione regionale nell'Europa centro-occidentale tra Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi e Svizzera.

Tabella 3

Livelli LOLE per il Belgio nella valutazione dell'adeguatezza generale del PLEF per il 2020

	Scenario del caso di base — 2025 ([27])	**Sensibilità a una riduzione della generazione a gas — 2025** ([28])	**Sensibilità a una riduzione della generazione nucleare/della capacità netta di trasmissione della Svizzera 2025** ([29])
LOLE media	3,tre ore	8,1 ore	4,6 ore

Fonte: Pentalateral Energy Forum «Generation Adequacy Assessment —April 2020 — Final report».

(36) A novembre del 2020 l'ENTSO per l'energia elettrica ha pubblicato le previsioni dell'adeguatezza a medio termine del 2020 («previsioni del 2020»). Per lo scenario del caso di base del 2025, dai risultati delle previsioni del 2020 emerge un LOLE medio di 0,4 ore che soddisfa quindi il criterio di adeguatezza legale per il Belgio pari a tre ore per la LOLE.

(37) Tuttavia nelle osservazioni dei paesi allegate alle previsioni del 2020, il Belgio ha indicato che: «si registra una quantità significativa di presunta capacità di 'nuova costruzione' nelle previsioni del 2020 distribuita su un ampio insieme di paesi. Occorre osservare che in generale non vi è la certezza che tali capacità si concretizzino in definitiva entro il 2025, di conseguenza tali ipotesi e i risultati che ne conseguono, presentati nelle previsioni del 2020, dovrebbero essere interpretati con cautela. Inoltre il Belgio fa parte da diversi anni della regione nella quale è già stato attuato l'accoppiamento dei mercati basato sui flussi. Considerando che Elia ha sviluppato e attuato un modello di simulazione basato sui flussi, ad esempio nello studio di Elia del 2019, e che tale modello è stato utilizzato anche nello studio del PLEF sulla valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione del 2020, tale approccio non è ancora utilizzato nel presente studio sulle previsioni del 2020».

(38) Nella loro notifica le autorità belghe hanno indicato che la metodologia e i dati sono allineati a livello europeo e pertanto lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 sarebbe in linea con le previsioni del 2019.

(39) Ai sensi dell'articolo 23, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, l'ENTSO per l'energia elettrica dovrebbe sviluppare una metodologia da utilizzare per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse e per qualsiasi valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse (cfr. articolo 24 del regolamento sull'energia elettrica). Tale metodologia dovrebbe essere approvata dall'ACER.

(40) Il 2 ottobre 2020 l'ACER ha approvato la metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse («la metodologia per la valutazione europea») ([30]).

(41) Il 30 giugno 2021 Elia ha pubblicato un nuovo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità per il periodo 2022-2032 («studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021»).

(42) In linea con la metodologia per la valutazione europea, Elia ha integrato gli elementi di tale metodologia delineati di seguito nel quadro dello sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021:

a) anni climatici: Elia ha scelto di attuare la prima opzione delineata nella metodologia per la valutazione europea, ossia di basarsi su una migliore previsione delle proiezioni climatiche future;

b) valutazione della redditività economica: Elia ha sviluppato un metodo per calcolare la redditività economica dei diversi attivi del sistema elettrico, in linea con la metodologia per la valutazione europea;

([27]) Come da previsioni del 2019, «per il 2025, nel presente studio, si presume quindi che venga fornita una nuova capacità di 2,5 GW da fornire nel contesto del MRC nel 2025 ai fini del conseguimento dell'adeguatezza per il Belgio».

([28]) «Per la "sensibilità a una riduzione della generazione a gas" nel PLEF per il Belgio la nuova capacità presunta di 2,5 GW è stata rimossa dal PLEF del 'caso di base'». «Le capacità in termini di gas di Belgio e Francia sono rispettivamente di 2,5 GW e 2,2 GW inferiori rispetto al caso di base. Per l'Austria si rileva una carenza di 1,2 GW per la capacità in termini di gas, per i Paesi Bassi una carenza di 1,6 GW e per il Lussemburgo una carenza di 0,1 GW».

([29]) «Per la sensibilità a una riduzione della generazione nucleare/della capacità netta di trasmissione della Svizzera, la capacità nucleare è inferiore di 1 700 MW in Francia e di 1 190 MW in Svizzera. Per tutti gli altri paesi, la capacità installata risulta invariata rispetto al caso di base. Inoltre, le capacità nette di trasmissione tra la Svizzera e le zone limitrofe sono ridotte al fine di tenere conto dell'aumento di flussi non programmati attraverso la Svizzera in ragione del fatto che tale paese potrebbe non essere incluso nell'accoppiamento dei mercati basato sui flussi nel 2025».

([30]) Decisione dell'ACER sulla metodologia per la valutazione europea: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions%20Annexes/ACER%20Decision%20No%2024-2020_Annexes/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA%20-%20Annex%20I.pdf.

c) basato sui flussi: il quadro di modellizzazione di Elia integra tutte le introduzioni di progettazione del mercato note e pianificate nel metodo di calcolo della capacità basata sui flussi, come l'estensione della regione alla zona «*Core*»; il «*coupling* ibrido avanzato»; o le norme sul margine minimo disponibile residuo (minRAM, *minimum Remaining Available Margin*) introdotte dal regolamento sull'energia elettrica;

d) flessibilità: lo studio include tanto il calcolo dei fabbisogni e dei mezzi di flessibilità del sistema complessivo, quanto una valutazione del dimensionamento delle riserve di contenimento della frequenza e delle riserve di ripristino della frequenza per ogni anno di interesse al fine di rispecchiare i fabbisogni di riserva che copriranno gli sbilanciamenti in linea con i requisiti giuridici che sono modellati nelle simulazioni di adeguatezza. Inoltre le caratteristiche di flessibilità dell'energia eolica offshore vengono perfezionate e le tecnologie *power-to-x* sono incluse come tecnologie nuove. Infine un'attenzione particolare è dedicata all'impatto dell'integrazione della seconda ondata di capacità di generazione offshore e delle piattaforme di bilanciamento transfrontaliere;

e) integrazione settoriale: per quanto concerne il *coupling* settoriale, si tiene conto delle interfacce tra il sistema elettrico e diversi settori quali quelli dei trasporti, del riscaldamento e del gas, attraverso l'inclusione di ipotesi relative rispettivamente a veicoli elettrici, pompe di calore e capacità di generazione delle unità termiche a gas. Al fine di comprendere le implicazioni dell'utilizzo dell'energia elettrica per generare idrogeno nella modellizzazione utilizzata nello studio in questione, sono stati aggiunti gli elettrolizzatori come consumo (flessibile) di energia elettrica in Belgio e all'estero. Inoltre particolare attenzione è stata prestata alla digitalizzazione dei consumi di energia elettrica aggiuntivi derivanti da trasporti e calore;

f) orizzonte decennale: lo studio si basa su un orizzonte decennale (2022-2032). Al fine di ridurre la quantità di simulazioni e calcoli, non tutte le sensibilità e tutti gli scenari sono stati simulati per tutti gli anni: alcuni anni importanti sono stati analizzati in maniera più approfondita. È stata calcolata una notevole quantità di sensibilità per il Belgio e all'estero al fine di rilevare e comprendere le implicazioni della variazione di determinate ipotesi. Per effettuare un raffronto, la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse del 2021 dovrebbe simulare soltanto gli anni 2025 e 2030;

g) varianti con e senza meccanismi di capacità: in linea con il regolamento sull'energia elettrica e la metodologia per la valutazione europea, Elia ha incluso scenari con e senza meccanismi di regolazione della capacità relativi all'intero mercato in Europa.

(43) Le autorità belghe hanno affermato che nel contesto dello studio in questione sono stati attuati i principali requisiti metodologici previsti dalla metodologia per la valutazione europea.

(44) Sulla base del regolamento sull'energia elettrica, la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse deve contenere gli scenari centrali di riferimento. Tali scenari comprendono, tra l'altro, una valutazione della redditività economica dei mezzi di generazione. La metodologia per la valutazione europea specifica inoltre che devono essere definiti due scenari centrali di riferimento: uno con meccanismi di capacità in tutta Europa e l'altro senza tali meccanismi di capacità.

(45) Di conseguenza nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 sono stati esaminati due scenari centrali:

a) «EU-Base»: rispecchia uno scenario che tiene conto dei meccanismi di regolazione della capacità relativi all'intero mercato già approvati in Francia, Gran Bretagna, Polonia, Italia e Irlanda e presume che questi saranno in vigore fino alla fine del periodo di tempo previsto dallo studio in questione;

b) «EU-noCRM»: rispecchia uno scenario che esclude i proventi del meccanismo di regolazione della capacità relativi all'intero mercato, supponendo quindi che non esistano tali meccanismi in Europa.

(46) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 tiene conto del contributo di tutte le risorse, comprese le possibilità di generazione esistenti e future, lo stoccaggio dell'energia, l'integrazione settoriale, la gestione della domanda, e l'importazione e l'esportazione, nonché del loro contributo alla gestione flessibile del sistema.

(47) Le autorità belghe hanno asserito che la modellizzazione dei prezzi di equilibrio massimi effettuata nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 tiene conto di tutte le disposizioni giuridiche disponibili, quali il limite di prezzo massimo attualmente applicabile, la norma del 60 % ([31]) come stabilita nel (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione ([32]) e la decisione n. 04/2017 dell'ACER del 14 novembre 2017.

([31]) La decisione n. 04/2017 dell'ACER del 14 novembre 2017 stabilisce che nel caso in cui il prezzo di equilibrio superi un valore pari al 60 per cento del prezzo di equilibrio massimo armonizzato per il *coupling* unico del giorno prima in almeno un periodo rilevante di mercato in un giorno in una singola zona di offerta o in più zone di offerta, il prezzo di equilibrio massimo armonizzato viene aumentato di 1 000 EUR/MWh.

([32]) GU L 197 del 25.7.2015, pag. 24.

(48) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 modellizza l'aumento automatico del prezzo di equilibrio massimo dal 2025 in poi. Secondo le autorità belghe, è molto probabile che non si verificherà alcuna LOLE prima del 2025, di conseguenza non viene modellizzato alcun aumento del prezzo di equilibrio massimo prima di tale anno. Tuttavia, anche se dovessero verificarsi aumenti del massimale di prezzo, secondo le autorità belghe, dalla modellizzazione emerge che i risultati della valutazione della redditività economica per il 2025 non cambierebbero (cfr. figura 3-72 dello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021). Il Belgio si è impegnato a garantire che il nuovo studio sull'adeguatezza, da pubblicare entro giugno del 2023, tenga pienamente conto della metodologia per gli aumenti dinamici dei prezzi dall'inizio del periodo di simulazione in poi.

(49) Secondo lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021, a partire dal 2025, una volta completato l'abbandono graduale del nucleare, il Belgio dovrà far fronte a una necessità strutturale di nuova capacità. Tale fabbisogno ammonta a 2 GW nel 2025 nello scenario centrale «EU-Base» e aumenta gradualmente fino a 3,9 GW entro il 2032. Tale necessità più elevata è legata al previsto aumento del consumo di energia elettrica e alla riduzione delle importazioni durante i periodi di scarsità in Belgio.

(50) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 prevede che soltanto una quota molto ridotta della nuova capacità sarà realizzabile tramite il mercato esclusivamente energetico (*energy-only*) entro il 2025.

(51) Di conseguenza le autorità belghe ritengono che, in assenza di azioni, in Belgio dal 2025 in poi si riscontrerà un problema di adeguatezza delle risorse.

(52) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 rappresenta la panoramica più recente e migliore del fabbisogno del MRC.

2.3.3. *Fallimenti del mercato*

(53) Il Belgio ha individuato una serie di fallimenti del mercato che ostacolano un mercato dell'energia elettrica ben funzionante, sicuro, accessibile e sostenibile.

(54) Un primo fallimento del mercato deriva da diversi fattori che impediscono segnali di prezzo efficienti così come dal fatto che i prezzi dell'energia incontrano ostacoli a salire fino a VOLL e altre imperfezioni nella progettazione del mercato.

(55) La combinazione di questi fallimenti del mercato e dell'azione normativa associata può tendere a «smorzare» i segnali di prezzo nei mercati dell'energia elettrica e di conseguenza i prezzi non riescono ad aumentare fino a raggiungere un livello «efficiente» in periodi di scarsità. Ciò porta a una carenza cronica di proventi per i gestori degli impianti e per gli operatori della gestione della domanda, che incide sulla loro capacità di recuperare i propri costi fissi e variabili, un fenomeno solitamente denominato «carenza di proventi» che impedisce alle forze di mercato di conseguire il livello di adeguatezza richiesto.

(56) In teoria, l'incapacità dei consumatori di selezionare il livello di affidabilità desiderato potrebbe essere risolta, in un mercato esclusivamente energetico, consentendo un aumento dei prezzi a un livello di regolamentazione che rispecchi il prezzo che i consumatori non sarebbero più disposti a pagare per l'energia e che permetterebbe ai produttori di percepire rimunerazioni di scarsità. Tuttavia, come conseguenza della gestione della bassa domanda, è difficile rilevare VOLL effettivi e i picchi di prezzo affrontano problematiche di accettabilità politica.

(57) Secondo le autorità belghe, una seconda carenza del mercato deriva dall'avversione al rischio degli investitori in un contesto di maggiore volatilità ed elevata incertezza a livello di regolamentazione. La diffusione crescente delle fonti di energia rinnovabili intermittenti rende i prezzi più volatili e aumenta l'incertezza sulla possibilità che le tecnologie convenzionali possano recuperare i propri costi fissi nel mercato dell'energia elettrica. Secondo il Belgio, leggere variazioni delle condizioni relative al livello di introduzione delle fonti di energia rinnovabili, ad esempio obiettivi riguardanti il solare, l'eolico onshore e l'eolico offshore, potrebbero avere ripercussioni significative sui proventi delle tecnologie convenzionali di generazione. Il problema della «carenza di proventi» sta diventando più grave con l'aumento della capacità intermittente. Di conseguenza, secondo le autorità belghe, ciò aumenta il rischio economico associato agli investimenti in tecnologie convenzionali flessibili di generazione. Inoltre, secondo il Belgio, solitamente i prezzi dell'energia non prevedono un orizzonte di copertura a termine superiore a tre anni, che rappresenta un periodo breve affinché gli investitori possano sviluppare un caso di investimento. Inoltre, secondo le autorità belghe, anche se i mercati a termine potrebbero accogliere variazioni incrementali della domanda e dell'offerta, non sarebbero in grado di fornire una copertura in caso di un importante shock strutturale, come il previso abbandono graduale del nucleare in Belgio.

(58) In terzo luogo, l'affidabilità dei sistemi elettrici presenta alcune caratteristiche di un interesse pubblico. Ciò è dovuto al fatto che gli investimenti per un livello più elevato di sicurezza dell'approvvigionamento avvantaggiano tutti, mentre, come spiegato in precedenza, non è possibile per il gestore del sistema disconnettere selettivamente la maggior parte dei singoli consumatori finali sulla base della loro disponibilità a pagare. Di conseguenza i generatori disporranno probabilmente di incentivi non ottimali ad investire in capacità di generazione, una circostanza questa che risulterebbe in definitiva in livelli subottimali di affidabilità del sistema.

(59) Secondo le autorità belghe, tali problematiche assumono una forma particolare in Belgio, in quanto si tratta di un mercato relativamente piccolo ed altamente interconnesso ed è quindi interessato anche da rischi di approvvigionamento analoghi derivanti dai mercati dell'energia elettrica limitrofi. Di conseguenza, secondo le autorità belghe, l'adeguatezza del Belgio è largamente influenzata dalla situazione nei mercati dell'energia elettrica limitrofi.

(60) Nel 2018 la Commissione ha approvato una riserva strategica per il Belgio fino al 31 marzo 2022 ([33]). L'obiettivo della riserva strategica consiste nel soddisfare picchi di domanda durante i periodi invernali in cui il mercato non è in grado di farlo, mantenendo fuori dal mercato alcune capacità di generazione e di gestione della domanda esistenti come riserva da attivare soltanto quando le risorse di bilanciamento vengono esaurite.

2.3.4. *Riforme del mercato*

(61) Il 25 novembre 2019 la Commissione ha ricevuto dal ministero belga dell'Energia un piano di attuazione ([34]) preparato ai sensi dell'articolo 20, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, che impone agli Stati membri con problemi di adeguatezza di definire, nel contesto di un piano di attuazione, misure per risolvere le distorsioni normative o le carenze del mercato presenti nei loro mercati. A seguito di una consultazione pubblica, il 30 aprile 2020 la Commissione ha adottato un parere sul piano di attuazione del Belgio, ai sensi dell'articolo 20, paragrafo 5, del regolamento sull'energia elettrica ([35]). Il Belgio ha adottato e presentato alla Commissione una versione finale del suo piano di attuazione ([36]).

(62) Per quanto concerne i mercati di bilanciamento, il Belgio ha introdotto una cosiddetta «componente alfa» nel proprio meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento che costituisce un'ulteriore componente del prezzo di sbilanciamento imposto ai responsabili del bilanciamento per aumentare il segnale di prezzo in tempo reale quando aumenta lo sbilanciamento del sistema della zona di controllo belga. Nel suo parere, la Commissione ha invitato il Belgio a valutare se la funzione di determinazione dei prezzi che riflette la scarsità dell'offerta debba applicarsi non soltanto ai responsabili del bilanciamento ma anche ai fornitori di servizi di bilanciamento. Ciò può sostenere la sicurezza dell'approvvigionamento garantendo che i responsabili del bilanciamento e i fornitori di servizi di bilanciamento affrontino lo stesso prezzo per l'energia prodotta/consumata, dato che la differenziazione dei prezzi può comportare un arbitraggio inefficiente da parte degli attori del mercato. La Commissione ritiene inoltre che la funzione di determinazione dei prezzi che riflette la scarsità d'offerta dovrebbe essere automaticamente attivata in caso di scarsità di riserve nel sistema e calibrata in modo tale da far aumentare i prezzi dell'energia di bilanciamento fino a raggiungere il VOLL quando il sistema esaurisce le riserve. La Commissione ha invitato il Belgio a prendere in considerazione la possibilità di modificare di conseguenza il proprio sistema di determinazione dei prezzi che riflette la scarsità dell'offerta al più tardi entro il 1º gennaio 2022. Inoltre il Belgio sta attuando la compensazione degli sbilanciamenti, oltre a prepararsi per l'adesione alle piattaforme di bilanciamento dell'UE per la riserva automatica di ripristino della frequenza (FRR automatica) e le riserve manuali di ripristino della frequenza (FRR manuali) che dovrebbero essere operative rispettivamente entro la fine del 2021 e il 2022. Il Belgio si è impegnato a rispettare quanto segue per quanto concerne l'approvvigionamento di servizi di bilanciamento e accessori:

a) al massimo entro luglio del 2020, le riserve di contenimento della frequenza (FCR) dovevano essere oggetto di procedure di gara quotidiane e aggiudicate esclusivamente a livello regionale;

b) al massimo entro luglio del 2020, la FRR automatica doveva essere oggetto di procedure di gara quotidiane e tutte le tecnologie, tutti i soggetti coinvolti e tutti i livelli di tensione dovevano poter partecipare al mercato. L'energia di bilanciamento attivata è remunerata tramite una determinazione del prezzo marginale non appena diventa disponibile una liquidità sufficiente;

c) da febbraio del 2020, la FRR manuale viene dimensionata su base giornaliera e l'energia di bilanciamento attivata viene remunerata tramite la determinazione del prezzo marginale.

(63) Nella relazione annuale, presentata dal Belgio nel luglio del 2021, si conferma che tali azioni hanno avuto luogo nel frattempo.

([33]) Cfr. decisione sugli aiuti di Stato C(2018) 589 final, nel caso SA.48648 (2017/NN) – Belgio – *Strategic reserves*.
([34]) https://ec.europa.eu/energy/consultations/consultation-belgiums-market-reform-plan_en.
([35]) Decisione C(2020) 2654 final della Commissione: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.
([36]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Belgian-electricity-market-Final-implementation-plan-CRM-22062020.pdf.

(64) In Belgio, la gestione della domanda è ammissibile a partecipare ai mercati dell'energia elettrica all'ingrosso (compresi i mercati del giorno prima e infragiornaliero) nonché al mercato del bilanciamento ed è trattata in modo analogo agli altri partecipanti al mercato e ai fornitori di servizi di bilanciamento. La gestione della domanda può essere rappresentata individualmente o tramite aggregatori. Al fine di facilitare ulteriormente la gestione della domanda, nel proprio piano di attuazione (presentato nel 2019), il Belgio si è impegnato ad avviare l'introduzione di contatori intelligenti che sarà distinta per ciascuna delle sue regioni:

a) Fiandre ([37]):

1) entro il 2023 il 33 % dei clienti disporrà di un contatore intelligente;

2) entro il 2028 il 66 % dei clienti nelle Fiandre disporrà di un contatore intelligente;

3) entro il 2034 il 100 % dei clienti nelle Fiandre disporrà di un contatore intelligente;

b) Vallonia:

1) entro e non oltre il 1º gennaio 2023, si procederà all'introduzione sistematica dei contatori intelligenti: i) per le utenze domestiche in mora di pagamento; ii) in caso di sostituzione del contatore; iii) per i nuovi allacciamenti alla rete; iv) su richiesta del consumatore;

2) entro e non oltre il 31 dicembre 2029, sarà installato l'80 % dei contatori intelligenti per: i) i consumatori aventi un consumo pari o superiore a 6 000 kWh; ii) prosumatori, quando la potenza elettrica netta sviluppabile è pari o superiore a 5 kWe; iii) per i punti di ricarica accessibili al pubblico;

c) Bruxelles-Capitale: introduzione di contatori intelligenti: i) quando è necessario sostituire i contatori o ii) in caso di nuove connessioni alla rete.

(65) Nel 2020 il Belgio registrava un tasso di interconnessione elettrica del 21 %. Con i progetti già pianificati (cfr. piano di sviluppo federale per il periodo 2020-2030 ([38])), entro il 2030 il tasso di interconnessione per l'energia elettrica del Belgio raggiungerà circa il 30 % ([39]). I seguenti interventi di rafforzamento della rete belga sono diventati recentemente operativi o lo diventeranno nei prossimi anni:

a) ALEGrO: nel 2020 è stato commissionato il progetto di interesse comune ALEGrO per un interconnettore da 1 GW tra Belgio e Germania ([40]);

b) NEMO: dal 2019 è operativo il progetto di interesse comune NEMO PCI per un interconnettore da 1 GW tra Belgio e Regno Unito;

c) BRABO: il progetto di interesse comune BRABO riguarda un potenziamento della rete elettrica belga con l'obiettivo, tra l'altro, di aumentare la capacità di importazione dai Paesi Bassi.

2.4. **Beneficiari**

2.4.1. *Ammissibilità*

(66) Il MRC sarà aperto a tutte le capacità in grado di contribuire all'adeguatezza delle risorse, tanto esistenti quanto nuove, allo stoccaggio e alla gestione della domanda. Sarà consentita l'aggregazione di capacità, anche da tecnologie diverse.

(67) Sarà consentita altresì la partecipazione di capacità estere. Le norme sono ulteriormente descritte nella sezione 2.10.

(68) I beneficiari del MRC saranno i fornitori di capacità selezionati nel contesto della procedura di gara competitiva.

([37]) Nel 2020, il governo fiammingo ha deciso di accelerare l'introduzione dei contatori intelligenti, con l'obiettivo di sostituire l'80 % di tutti i contatori di energia di nuclei familiari fiamminghi entro la fine del 2024. Inoltre, nel decreto sull'energia modificato del 17 luglio 2020, il governo fiammingo ha fissato l'ambizione di sostituire tutti i contatori tradizionali nelle Fiandre con contatori di energia digitali entro il 1º luglio 2029.

([38]) https://www.elia.be/en/grid-data/grid-development/investment-plan/federal-development-plan-2020-2030.

([39]) Tali percentuali si basano sulle definizioni utilizzate dal gruppo di esperti sugli obiettivi di interconnessione (*Interconnection Target Experts Group, ITEG*), ossia: tasso di interconnessione = Importazione totale / Capacità di generazione totale; nel contesto di tale formula, l'importazione totale implica «il flusso massimo di energia elettrica che il mezzo transfrontaliero in questione è in grado di trasmettere in conformità con i criteri di sicurezza del sistema».

([40]) Alla fine del 2020 è stata completata l'interconnessione di ALEGrO tra Belgio e Germania, che consente lo scambio di energia elettrica tra i due paesi. Da novembre del 2020 tale interconnessione è disponibile per le attività commerciali.

2.4.2. *Soglia minima per la partecipazione*

(69) La soglia minima di partecipazione è stata fissata in 1 MW, in particolare per i seguenti motivi:

a) allineamento con il mercato di bilanciamento;

b) tale valore è il risultato di un dialogo continuo con i partecipanti al mercato, nonché di diverse consultazioni pubbliche formali;

c) scendere al di sotto del limite di 1 MW implicherebbe imporre a numerose capacità di piccole dimensioni di avviare il processo di preselezione MRC obbligatorio e sostenerne i relativi costi anche se potrebbero non avere alcuna intenzione di partecipare all'asta MRC;

d) scendere al di sotto del limite di 1 MW aumenterebbe altresì significativamente l'onere amministrativo.

(70) Il regio decreto sui criteri di ammissibilità relativi al sostegno cumulativo e alla soglia minima di partecipazione prevede una valutazione del livello della soglia minima di partecipazione durante la vita del MRC, almeno ogni cinque anni.

(71) Le norme di aggregazione consentono la partecipazione di fornitori di capacità di dimensioni inferiori che non soddisfano il requisito di soglia minima.

2.4.3. *Aggregazione*

(72) Più fornitori di capacità possono scegliere di aggregarsi in un'unica unità di mercato di capacità di minimo 1 MW senza limiti di dimensione massima. L'unico limite è costituito dal fatto che i punti di consegna per i quali si applicano i programmi giornalieri dei mercati energetici (di norma attualmente punti di consegna aventi una dimensione superiore a 25 MW) non possono far parte di un portafoglio aggregato. L'aggregazione è consentita tra tutte le tecnologie. Inoltre la riassegnazione di componenti all'interno di un'unità del mercato della capacità aggregata («CMU») è consentita al fine di aumentare la flessibilità nei confronti di aggregatori e di agevolare la loro partecipazione al processo d'asta.

(73) Le norme di aggregazione saranno soggette a riesame periodico e modificate se ritenuto necessario dalle autorità belghe, al fine di garantire che non costituiscano un ostacolo alla partecipazione all'asta.

2.4.4. *Capacità non dimostrata*

(74) Nel meccanismo è prevista una categoria specifica di «capacità non dimostrata». Tale categoria è definita come una capacità che, all'inizio del processo di preselezione dell'asta Y-4, non può essere associata a un punto di consegna e quindi non può rispettare i requisiti di preselezione per il punto di consegna. Detta categoria è aperta a tutte le tecnologie e mira a favorire la partecipazione di capacità che potrebbero avere maggiori difficoltà a fornire già il livello di maturità standard richiesta nell'anno A-4. Le capacità non dimostrate rappresentano progetti meno maturi, ad esempio quando il punto di consegna non è ancora noto; non è disponibile alcun piano di esecuzione del progetto e il progetto matura ulteriormente soltanto durante il periodo antecedente la consegna. Le autorità belghe hanno spiegato che il concetto di «capacità non dimostrata» è stato introdotto su richiesta del mercato e potrebbe essere particolarmente utile agli aggregatori/ai fornitori di gestione della domanda, che ritengono di poter trovare tale capacità nel periodo antecedente la consegna, ma ad esempio devono ancora concludere accordi con i siti della domanda/stanno considerando più prospettive. Una capacità non dimostrata dovrebbe essere oggetto di offerta soltanto nell'asta A-4. A questa categoria può essere assegnata soltanto la categoria di capacità standard del contratto di un anno (cfr. considerando 138 e 145).

(75) Al fine di limitare il rischio per la sicurezza del sistema affidandosi a progetti meno maturi, la capacità complessiva da accettare in questa categoria è limitata a 200 MW per la prima asta. La legge sull'energia elettrica prevede l'adozione di una decisione in merito a tale capacità massima complessiva per ciascuna asta. Tale soglia potrebbe evolvere ulteriormente nel tempo sulla base di un esito positivo dell'esperienza conseguita.

2.4.5. *Derating*

2.4.5.1. Norme generali

(76) Il MRC è aperto a tutti i titolari di capacità in funzione del loro tasso di disponibilità e del loro contributo all'obiettivo dell'adeguatezza delle risorse. In effetti non ci si aspetta che le CMU siano disponibili il 100 % delle volte al 100 % della loro potenza di riferimento in ragione ad esempio di condizioni meteorologiche, cicli di manutenzione, guasti.

(77) Per questo motivo, per ogni tecnologia viene calcolato un fattore di *derating* al fine di valutarne l'affidabilità e il contributo alla sicurezza dell'approvvigionamento in momenti particolarmente rilevanti dal punto di vista dell'adeguatezza (cosiddette «ore di scarsità simulate»). I titolari di capacità possono pertanto partecipare all'asta ed aggiudicarsi quindi contratti di capacità soltanto fino alla loro capacità «*derated*» ([41]).

(78) La metodologia per calcolare tali parametri di *derating* varia a seconda della tecnologia ed è specificata più in dettaglio nel regio decreto che definisce la metodologia per il calcolo della capacità e i parametri d'asta. Dipenderà dalla categoria della capacità:

a) i fattori di *derating* per le tecnologie termiche con programmi giornalieri sono determinati sulla base di analisi statistiche a partire da dati storici sottoquotando il tasso di indisponibilità forzata in quanto tale parametro viene presunto indipendentemente dalle condizioni climatiche;

b) i fattori di *derating* per le tecnologie termiche prive di un programma giornaliero sono determinati mediante misurazioni. Se le misurazioni sono insufficienti, vengono simulate dividendo il contributo medio atteso di tali tecnologie durante le ore di scarsità simulate per la potenza di riferimento nominale aggregata della tecnologia;

c) i fattori di *derating* per le tecnologie dipendenti dalle condizioni meteorologiche aventi un programma giornaliero e per le tecnologie dipendenti dalle condizioni meteorologiche prive di un programma giornaliero che non hanno scelto un accordo sul livello dei servizi (cfr. lettera e) di seguito) saranno determinati dividendo il contributo medio associato generato da tali tecnologie durante ore di scarsità simulate per la potenza di riferimento nominale aggregata della tecnologia applicabile;

d) i fattori di *derating* per le tecnologie con un programma giornaliero soggette a limite di energia saranno determinati dividendo il contributo medio atteso di tali tecnologie durante le ore di scarsità simulate per la potenza di riferimento nominale aggregata;

e) accordo sul livello dei servizi (di solito gestione della domanda o stoccaggio di piccole dimensioni, ma è accessibile anche a tutte le tecnologie prive di un programma giornaliero, incluse le fonti di energia rinnovabili): il fattore di *derating* è associato a ciascun accordo sul livello dei servizi selezionato dalla stessa CMU durante il processo di preselezione (e come stabilito nel contratto di capacità) in funzione dei vincoli energetici selezionati. Ciò consente alle tecnologie prive di un programma giornaliero di determinare autonomamente quale accordo sul livello dei servizi si adatti meglio ai propri vincoli tecnici, piuttosto che inserire tali informazioni in un accordo predefinito sul livello dei servizi. Inoltre un aggregatore può scegliere un accordo sul livello dei servizi che meglio si adatta al proprio portafoglio.

(79) Il 4 maggio 2021 il Belgio ha fornito fattori di *derating* aggiornati illustrati nella tabella che segue:

Tabella 4

Fattori di *derating*

Accordo sul livello dei servizi		
Disponibilità/Durata [h]	Accordo sul livello dei servizi	Stoccaggio su larga scala
1 h	11 %	11 %
2 h	19 %	19 %
3 h	28 %	28 %
4 h	36 %	36 %
6 h	52 %	52 %
8 h	65 %	65 %

Tecnologie termiche con programma giornaliero	
Sottocategoria	**Fattore di *derating***
Turbina a gas a ciclo combinato	91 %
Turbina a gas a ciclo aperto	90 %
Turboreattori	96 %

([41]) I fornitori di capacità possono beneficiare di tale opportunità soltanto per contratti di capacità fino al loro volume ammissibile, definito come la loro potenza di riferimento (tenendo conto dei volumi di esclusione) moltiplicato per il fattore di *derating*.

Motori a gas	95 %
Motori diesel	93 %
Cogenerazione di calore ed energia elettrica	93 %
Biomassa	93 %
Rifiuti	93 %
Energia nucleare	96 %
Carbone	90 %
Tecnologie soggette a limite di energia aventi un programma giornaliero	
Disponibilità/Durata [h]	**Fattore di *derating***
1	11 %
2	19 %
3	28 %
4	36 %
5-6	52 %
7-8	65 %
Tecnologie dipendenti dalle condizioni meteorologiche	
Sottocategoria	**Fattore di *derating***
Energia eolica offshore	15 %
Energia eolica onshore	6 %
Energia solare	4 %
Energia idroelettrica ad acqua fluente	34 %
Tecnologie termiche prive di programma giornaliero	
Sottocategoria	**Fattore di *derating***
Tecnologie termiche aggregate	62 %

Fonte: notifica ([42]).

(80) Le norme in materia di *derating* possono essere riesaminate annualmente e modificate se necessario. In particolare il TSO consulterà l'elenco delle tecnologie esistenti in quel momento sul mercato. Qualora si ricevesse un riscontro secondo il quale l'elenco non contempla un nuovo tipo di tecnologia, quest'ultimo potrebbe comunque essere preso in considerazione durante la calibrazione annuale dei fattori di *derating*. Di conseguenza, se necessario, i fattori di *derating* e le tecnologie verranno aggiornati annualmente e riesaminati.

2.4.6. Norme applicabili alla partecipazione transfrontaliera

(81) Per quanto concerne la partecipazione transfrontaliera, la capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione di capacità estera indiretta in una zona di controllo è definita dal gestore di sistema per ciascuna zona di mercato connessa direttamente elettricamente alla zona di controllo belga, ai sensi dell'articolo 26 del regolamento sull'energia elettrica.

(82) In attesa dell'adozione delle strategie, delle proposte o delle decisioni pertinenti di attuazione dell'articolo 26 del regolamento sull'energia elettrica, il contributo di ciascuna zona di mercato direttamente connessa con il Belgio è determinato dal contributo di tali zone durante le ore di scarsità simulate come descritto nella sezione 1.10.1.

([42]) Disponibile anche all'indirizzo: https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-bijlage-reductiefactoren-veiling-10-2021.pdf.

2.4.7. *Norme applicabili alla capacità non dimostrata*

(83) Al fine garantire parità di condizioni con altre capacità aggiudicate nel contesto dell'asta A-4, Elia utilizzerà i fattori di *derating* noti al momento dell'asta A-4 come parametro iniziale per il processo di preselezione standard delle capacità non dimostrate (dato che il processo di preselezione standard relativo a tali capacità può essere organizzato fino a 24 mesi dopo l'asta A-4).

2.5. **Processo d'asta e norme di determinazione del prezzo**

2.5.1. *Frequenza delle aste*

(84) Secondo la notifica, il TSO organizzerà delle aste per il MRC in funzione del livello delle risorse in termini di capacità che risultano necessarie per garantire un livello sufficiente di adeguatezza delle risorse per raggiungere gli parametro di affidabilità.

(85) Un'asta per la capacità è indetta ogni anno per la consegna nei successivi quattro anni («asta Y-4»). Un'ulteriore asta è indetta l'anno immediatamente precedente l'anno di fornitura previsto dall'asta principale («asta Y-1»). La prima asta Y-4 dovrebbe essere organizzata nel 2021, mentre la prima asta Y-1 dovrebbe svolgersi nel 2024.

2.5.2. *Determinazione del volume da mettere all'asta*

(86) In una versione precedente della legge sull'energia elettrica, l'articolo 7 *undecies*, secondo comma, prevedeva che la metodologia per la definizione dei parametri che determinano la quantità di capacità da acquistare fosse proposta dal TSO. Ai sensi del regolamento sull'energia elettrica, applicabile dal 1º gennaio 2020, lo Stato membro approva il volume da mettere all'asta sulla base di una proposta dell'autorità di regolamentazione (CREG). Il comitato del MRC (SPF Economia, CREG, Elia e il gabinetto del ministro dell'Energia) ha quindi deciso già nel 2019 che la CREG avrebbe sviluppato una proposta di metodologia per i parametri che determinano il volume da approvvigionare tramite le aste. I considerando che seguono forniscono maggiori dettagli sulla cronologia.

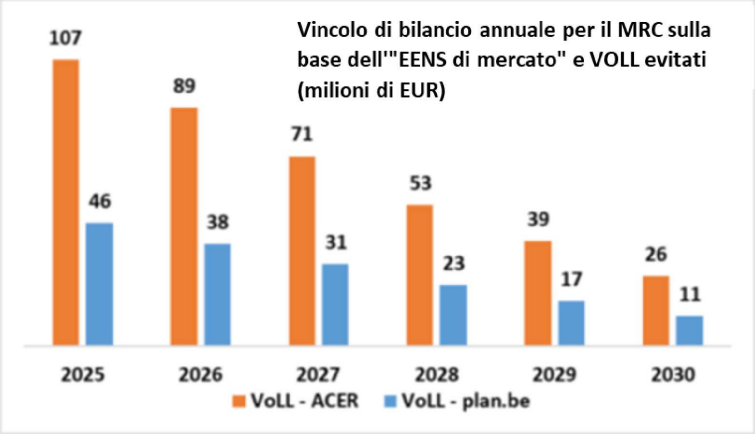
(87) Il 22 novembre 2019 Elia ha preparato un progetto di proposta di regio decreto per la determinazione della metodologia per i parametri d'asta (quali i fattori di *derating*, i prezzi di esercizio e di riferimento, il massimale intermedio di prezzo), compreso il processo per determinare lo scenario per stabilire la capacità necessaria ([43]). Il 6 dicembre 2019 la CREG ha adottato un parere ([44]) sulla proposta di Elia nel quale ha spiegato in particolare che l'uso dello scenario EU-HiLo per determinare la capacità da acquistare è inadeguato ([45]) e non in linea con l'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica.

(88) Il 18 marzo 2020 la CREG ha inviato al ministro dell'Energia belga un progetto di proposta 2064 per la determinazione del volume di capacità da approvvigionare. Tale progetto di proposta si ispirava in larga misura alla nota (Z) 2024 della CREG, inviata al ministro il 20 dicembre 2019 in seguito a una consultazione pubblica ([46]). La CREG ha adottato la proposta finale il 24 marzo 2020 ([47]). La proposta:

a) deriva un vincolo di bilancio secondo il quale il costo del MRC deve essere inferiore al costo per il consumatore in ragione dell'energia prevista non fornita (*expected energy non-served*, EENS) ([48]) che viene evitata tramite un MRC. Il costo del MRC è il costo della capacità richiesta per conformarsi al parametro di affidabilità. Il costo previsto dell'energia mancante corrisponde all'EENS moltiplicato per la disponibilità a pagare per i clienti che involonta-

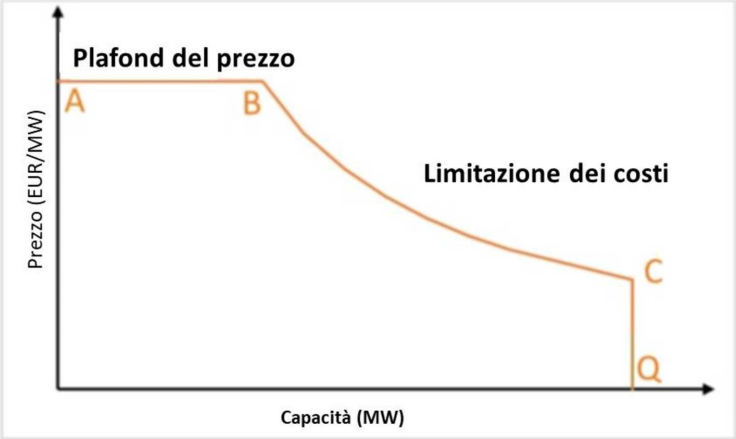
([43]) https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm.
([44]) https://www.creg.be/fr/publications/avis-a2030.
([45]) «Il ricorso a uno scenario Hi-Lo, nel contesto del quale si presume che gli eventi estremi siano il caso di base, difficilmente può essere considerato un 'anno statisticamente normale'. Al contrario, uno scenario Hi-Lo implica, per definizione, una situazione eccezionale. La CREG non nega che possano effettivamente verificarsi situazioni estreme, ma queste devono essere incluse con la loro probabilità in una simulazione probabilistica. Le analisi della sicurezza dell'approvvigionamento di Elia basata su uno scenario Hi-Lo comportano invece il calcolo di un LOLE medio con un'ipotesi di base statisticamente anomala (ossia "bassa probabilità")».
([46]) https://www.creg.be/fr/publications/note-z2024.
([47]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.
([48]) Energia prevista non fornita: previsione della domanda annua che non può essere fornita dalle risorse disponibili sul mercato dell'energia, espressa in MWh.

riamente non ricevono tale energia (VOLL). In caso di rischio per la sicurezza dell'approvvigionamento, tale VOLL rappresenta il costo della mancata fornitura annunciata in anticipo. Utilizzando i valori di VOLL del Plan bureau ([49]) e di uno studio dell'ACER ([50]), la CREG ricava il seguente vincolo di bilancio:



.tifFonte: CREG «Proposition (E)2064 — 24 mars 2020».

b) deriva la curva di domanda che segue, nel contesto della quale il volume obiettivo da mettere all'asta è C-Q ([51]):



Fonte: CREG «Proposition (E)2064 — 24 mars 2020».

(89) Tenendo conto dei risultati della consultazione pubblica sulla nota CREG 2024, il ministero belga dell'Energia ha concluso che la metodologia proposta dalla CREG (in particolare il vincolo di bilancio) non forniva garanzie sufficienti del fatto che l'obiettivo del MRC di «assicurare il livello richiesto di sicurezza dell'approvvigionamento» sarebbe stato rispettato secondo i criteri previsti dalla legge.

(90) Di conseguenza il ministero belga dell'Energia ha elaborato un metodo alternativo che definisce i parametri per la determinazione della quantità di capacità acquistata nel contesto del meccanismo di capacità, tenendo conto della proposta di regio decreto di Elia di cui al considerando 87 e della proposta della CREG di cui al considerando 88. Dal 23 marzo 2020 al 27 marzo 2020 si è tenuta una consultazione pubblica in merito a tale metodologia adattata. Ai sensi della legge MRC modificata, l'articolo 7 *undecies*, secondo comma, adattato della legge sull'energia elettrica,

([49]) https://www.plan.be/admin/uploaded/201403170843050.WP_1403.pdf.
([50]) https://extranet.acer.europa.eu/en/Electricity/Infrastructure_and_network%20development/Infrastructure/Documents/CEPA%20study%20on%20the%20Value%20of%20Lost%20Load%20in%20the%20electricity%20supply.pdf.
([51]) Altri elementi della proposta della CREG sono disponibili al seguente indirizzo: https://www.creg.be/fr/publications/proposition-e2064.

prevede che i parametri che definiscono la quantità di volume da approvvigionare siano definiti con regio decreto, su proposta dell'autorità di regolamentazione. Il regio decreto finale è stato pubblicato nella Gazzetta ufficiale del Belgio il 30 aprile 2021, a seguito dell'approvazione della legge MRC modificata ([52]). I considerando da 91 a 99 descrivono la procedura prevista da tale regio decreto finale.

(91) Ogni anno la quantità di capacità richiesta per soddisfare il parametro di affidabilità in un particolare anno di consegna futuro (ossia il volume obiettivo) sarà determinata sulla base di una proposta dell'autorità di regolamentazione. Quest'ultima presenta tale proposta tenendo conto dei dati forniti dal TSO, ma anche tali dati sono calcolati dal TSO sulla base di uno scenario e di valori intermedi che sono stati proposti dall'autorità di regolamentazione e sono stati determinati dal ministro. Il volume obiettivo è determinato sulla base del parametro di affidabilità stabilito per legge, che corrisponde a un determinato valore LOLE. Uno scenario è calibrato per garantire che tale criterio sia soddisfatto. Una volta calibrato lo scenario, viene effettuata una simulazione di mercato che porta all'identificazione delle ore di scarsità simulate. Il volume obiettivo viene quindi calcolato come somma del carico medio durante le ore di scarsità simulate e del fabbisogno di bilanciamento, da cui viene sottratta l'EENS media durante le ore di scarsità simulate.

(92) Lo scenario di cui al considerando 91 sarà uno degli scenari centrali di riferimento utilizzati per individuare la preoccupazione dell'adeguatezza delle risorse, dall'ultima valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse ([53]) o dall'ultima valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse ([54]), e sarà aggiornato con le informazioni più recenti disponibili ([55]). Anche il processo di finalizzazione della quantità di capacità da approvvigionare deve rispettare le parti pertinenti del regolamento sull'energia elettrica.

(93) Il regio decreto prevede il seguente iter al fine di stabilire lo scenario di riferimento. Come contributo alla decisione del ministro dell'Energia, il TSO belga pubblicherà una raccomandazione, previa consultazione pubblica delle parti di mercato in merito a dati e ipotesi. Successivamente l'autorità di regolamentazione formulerà una proposta sullo scenario di riferimento, tenendo conto della metodologia prevista dal regio decreto. Infine l'SPF Economia pubblicherà un parere su tale proposta. La decisione finale sulla scelta dello scenario spetta al ministro dell'Energia.

(94) Un massimale d'asta globale determina la remunerazione massima che può essere ricevuta da un'offerta nel contesto dell'asta MRC ed è applicabile a tutte le categorie di capacità. Limitando la remunerazione massima che può essere ricevuta, il massimale d'asta globale limita la possibilità di abusare del potere di mercato presentando offerte inadeguate. Il massimale d'asta globale è calcolato come moltiplicazione del CONE netto ([56]) per un fattore X. Il valore del fattore di correzione X tiene conto delle incertezze legate alla stima del CONE netto, tanto a livello di variabilità del costo lordo di un nuovo entrante associato a tecnologie diverse, quanto nella determinazione delle rendite annuali inframarginali nel mercato dell'energia e dei proventi netti sul mercato dei servizi ausiliari di bilanciamento. Il massimale d'asta globale per la prima asta è pari a 75 EUR/kW/anno, corrispondente al CONE netto moltiplicato per un fattore di correzione pari al 1,50 ([57]).

(95) La curva di domanda per le aste Y-4 è progettata sulla base di tre punti, come illustrato nella figura che segue:

([52]) https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/mecanisme-de-remuneration-de.

([53]) Articolo 23 del regolamento sull'energia elettrica.

([54]) Articolo 24 del regolamento sull'energia elettrica.

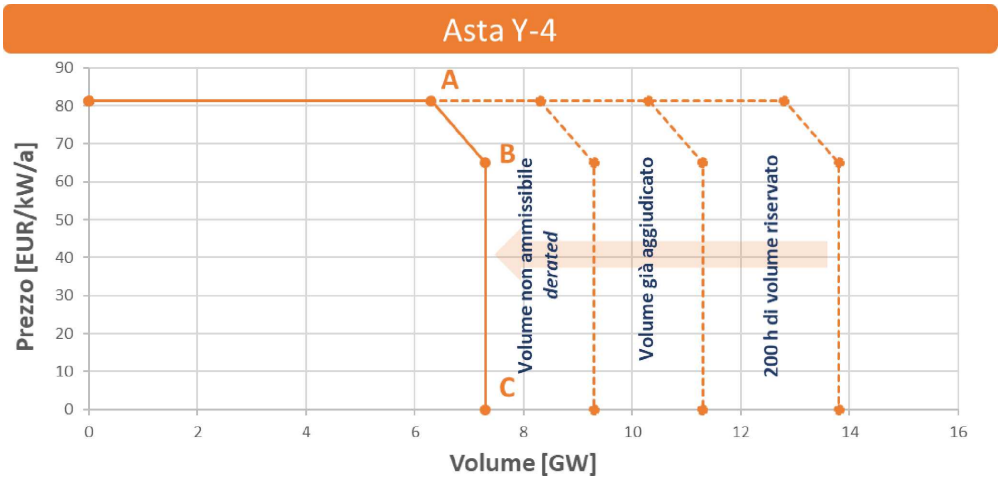
([55]) Lo scenario di riferimento utilizzato per la prima calibrazione della curva di domanda è descritto al considerando 287.

([56]) Il CONE netto rappresenta i proventi che la migliore tecnologia del nuovo entrante dovrebbe guadagnare nel mercato della capacità per compensare la sua «carenza di proventi» nel mercato dell'energia per 1 anno. Viene calcolato sottraendo dal CONE lordo i proventi di mercato e quelli generati da servizi accessori.

([57]) L'autorità di regolamentazione, CREG, ha avviato una consultazione pubblica tenutasi dal 1º luglio 2020 al 13 luglio 2020 su una proposta di valori del CONE per un elenco ristretto di tecnologie di riferimento, il costo medio ponderato del capitale (WACC) e il fattore di correzione X [cfr. considerando 99, lettera b)].

Figura 1

Stima indicativa della curva di domanda Y-4



Fonte: notifica.

a) il punto B corrisponde, nelle ordinate, al CONE netto ([58]). Nelle ascisse il punto B corrisponde al volume obiettivo (tenendo conto del carico medio durante le ore di scarsità simulate, delle riserve di bilanciamento, dell'energia media non fornita nelle ore di scarsità simulate, del volume non ammissibile *derated*, del volume già aggiudicato e della riserva di parte del volume per l'asta Y-1 come descritto al considerando 98);

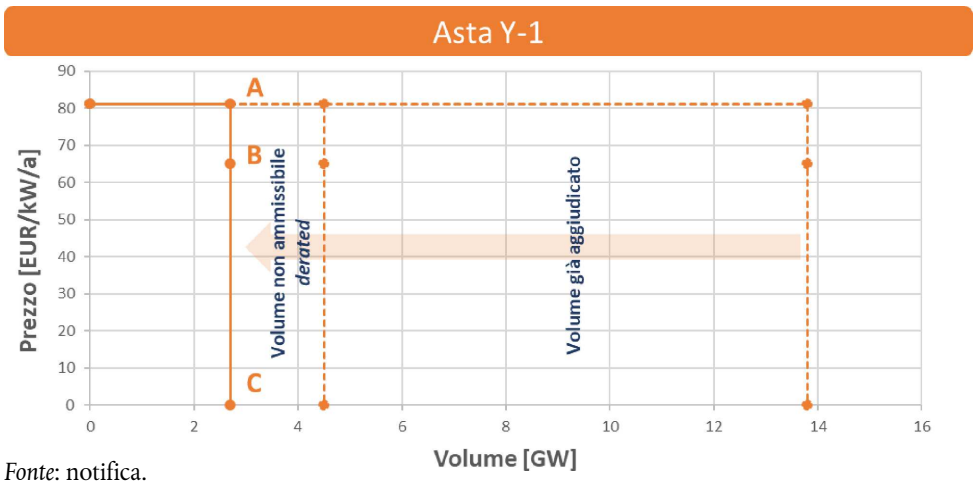
b) il punto C corrisponde, nelle ordinate, allo 0 e, nelle ascisse, al volume obiettivo;

c) il punto A corrisponde, nelle ordinate, al massimale di prezzo d'asta globale. Nelle ascisse, il punto A corrisponde a un volume specifico calcolato come il volume del punto B [cfr. considerando 95, lettera a)], ma utilizzando un LOLE diverso ($LOLE_A$). $LOLE_A$ corrisponde al parametro di affidabilità (ossia il LOLE di riferimento) moltiplicato per il fattore di correzione X (cfr. considerando 94).

(96) La curva di domanda per le aste Y-1 è progettata sulla base degli stessi punti B e C delle aste Y-4, ma il volume obiettivo è adeguato per tenere conto della capacità già aggiudicate nell'asta Y-4 corrispondente allo stesso periodo di consegna. Il punto A corrisponde, nelle ordinate, al massimale di prezzo d'asta globale, e nelle ascisse, al volume obiettivo.

Figura 2

Stima indicativa della curva di domanda Y-1



Fonte: notifica.

([58]) Considerando le turbine a gas a ciclo combinato, le turbine a gas a ciclo aperto e le turbine diesel nell'elenco ristretto della tecnologia di riferimento e presumendo valori medi per il CONE lordo, i proventi del mercato dell'energia e i proventi generati dai servizi ausiliari.

(97) Le autorità belghe ritengono che la progettazione delle curve di domanda rispetti due principi:

a) assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti: ciò significa che una volta concluse le aste Y-4 e Y-1 il parametro di affidabilità dovrebbe essere rispettato, altrimenti il MRC non conseguirebbe il suo obiettivo. Dato che il punto B corrisponde al volume richiesto per soddisfare il parametro di affidabilità, dovrebbe essere assicurato che almeno tale volume sia aggiudicato. In considerazione del fatto che dopo un'asta Y-4, vi è ancora la possibilità di appaltare ulteriori capacità nell'asta Y-1, è possibile riscontrare una curva inclinata tra il punto A e il punto B in Y-4, che consente di aggiudicare meno dell'ammontare calibrato per il punto B in tale asta Y-4. Tuttavia aggiudicare meno del volume associato al punto B in Y-1 non assicurerebbe il rispetto del parametro di affidabilità. Ciò spiega la sezione verticale in Y-1 tra il punto A e il punto B; e

b) assicurare un meccanismo proporzionato e al minor costo: ciò significa che nel complesso il volume da approvvigionare non dovrebbe superare il volume richiesto per soddisfare il parametro di affidabilità, altrimenti ciò aumenterebbe il costo totale del meccanismo. Ciò spiega perché la curva di domanda è verticale tra il punto B e l'intersezione con l'asse X tanto nell'asta Y-4 quanto nell'asta Y-1.

(98) Secondo la legge sull'energia elettrica, occorre riservare un volume minimo di capacità alle aste Y-1 che deve essere detratto dal volume obiettivo per l'asta Y-4. Tale volume riservato deve corrispondere quanto meno alla capacità necessaria mediamente a coprire la capacità totale di punta per meno di 200 ore di esercizio l'anno. Secondo il regio decreto per la determinazione della metodologia di calcolo della capacità e dei parametri d'asta nel contesto del meccanismo di remunerazione della capacità, la capacità necessaria a coprire la capacità totale di punta per meno di 200 ore in media è determinata, per ogni blocco di 100 MW, dal numero medio di ore necessarie per rispettare il criterio della sicurezza dell'approvvigionamento in base alla curva di durata del carico. Queste sono le ore necessarie affinché determinati fabbisogni di capacità soddisfino il consumo massimo di energia elettrica. La stima della curva di domanda ha determinato l'allocazione a riserva di circa 2,5 GW per l'asta Y-1 prevista nel 2024. Secondo il Belgio, la decisione di riservare parte del volume da approvvigionare per il processo d'asta Y-1 rispecchia la sua volontà di sottolineare la neutralità tecnica e l'apertura tecnica del meccanismo. Questa misura incoraggia la partecipazione dei gestori della domanda in quanto potrebbe essere più difficile per tali capacità pianificare la loro disponibilità con ampio anticipo, una circostanza questa che potrebbe complicare la loro partecipazione all'asta Y-4. Nonostante questo spostamento del volume di capacità all'asta Y-1, tutti i titolari di capacità possono partecipare tanto al processo d'asta Y-4 quanto a quello Y-1 per un determinato periodo di consegna.

(99) Anticipando l'attuazione del progetto definitivo di regio decreto:

a) Elia ha avviato una consultazione pubblica su scenari, sensibilità e dati per il calcolo dei parametri del MRC per l'asta Y-4 per il periodo di consegna 2025-2026. La consultazione pubblica si è tenuta tra il 5 maggio 2020 e il 5 giugno 2020 ([59]). Elia ha organizzato una consultazione sui dati delle previsioni del 2019 dell'ENTSO per l'energia elettrica, aggiornati con le informazioni più recenti disponibili da fonti pubbliche nonché sulle sensibilità da includere nello scenario di riferimento che possono incidere sulla sicurezza dell'approvvigionamento del Belgio, in conformità con il regio decreto (cfr. considerando 93). In seguito alla consultazione pubblica, Elia ha raccomandato di integrare nello scenario di riferimento una sensibilità a una «bassa domanda» e una sensibilità corrispondente allo scenario EU-HiLo ([60]) (cfr. considerando 30). Il 10 luglio 2020 la CREG ha successivamente adottato una proposta di scenario di riferimento ([61]), nella quale ribadisce in particolare le sue critiche alla raccomandazione di Elia di includere una sensibilità in relazione a una riduzione della disponibilità di energia nucleare francese di quattro unità (cfr. considerando 87), facendo riferimento altresì al meccanismo di capacità esistente in Francia per garantire l'adeguatezza e al rischio di un aumento della capacità da approvvigionare. Tuttavia, poco dopo, la direzione generale per l'Energia dell'SPF Economia ha adottato un parere indirizzato al ministro dell'Energia ([62]), nel quale raccomandava di integrare nello scenario di riferimento una modifica della domanda attesa in quanto quest'ultima è diminuita a seguito dell'impatto della pandemia di COVID-19. Tale parere comprendeva anche un'ulteriore indisponibilità di unità nucleari in Francia. Di conseguenza la direzione generale per l'Energia dell'SPF Economia ha respinto la maggior parte delle critiche di CREG, pur invitando Elia a rivedere la sua analisi alla luce del lavoro del PLEF (cfr. considerando 35);

([59]) https://www.elia.be/en/public-consultation/20200505_public-consultation-on-the-scenarios-sensitivities-and-data-for-the-crm.
([60]) «2.2.1 Disponibilità nucleare francese — La prima sensibilità è in linea con lo studio decennale sull'adeguatezza e sulla flessibilità per il periodo 2020-2030 (Elia, 2019) ed è presentata al § 2.6.8. Include una disponibilità nucleare ridotta di 4 unità in inverno».
([61]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c2105.
([62]) https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/avis-dg-energie-projet-proposition-2105-signed.pdf.

b) la CREG ha organizzato una consultazione pubblica tenutasi dal 1º luglio 2020 al 13 luglio 2020 in merito a una proposta sui valori del CONE lordo, del costo medio ponderato del capitale (WACC) e del fattore di correzione X ([63]). Il ministro dell'Energia decide annualmente sulla base della proposta della CREG ma può discostarsi da tale proposta.

(100) La curva di domanda per l'asta Y-4 nell'ottobre del 2021 si basa sullo scenario centrale delle previsioni del 2019, con dati aggiornati e correzioni basate sulla valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione condotta dal PLEF e pubblicata nell'aprile del 2020 (cfr. anche considerando da 287 a 289).

(101) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 utilizza lo scenario centrale delle previsioni del 2020, integrato con la serie di dati più recente disponibile per ciascun paese e raccolta in seno all'ENTSO per l'energia elettrica nonché con informazioni pubbliche o studi nazionali aggiornati per altri paesi. Secondo il Belgio, utilizzando la stessa fonte (previsioni dell'adeguatezza a medio termine) come serie di dati tanto per le valutazioni dell'adeguatezza delle risorse quanto per la calibrazione della curva di domanda, la coerenza è assicurata.

(102) Il Belgio ha chiarito che la sensitività utilizzata nei calcoli della curva di domanda per la prima asta sull'indisponibilità della capacità nucleare francese (in linea con la valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione condotta dal PLEF) è stata modellizzata anche nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021.

(103) Il volume stimato da approvvigionare nelle prime aste Y-4 e Y-1 è di circa 9,5 GW. Il volume complessivo è definito per ciascuna asta e si basa sulla metodologia descritta nella sezione 2.5.2. Nella curva di domanda per l'asta Y-4, le autorità belghe hanno riservato un volume significativo per l'asta Y-1, assicurando che una nuova calibrazione avrà luogo più in prossimità dell'anno di consegna ed evitando che troppa capacità venga messa all'asta in occasione della prima asta Y-4. Tale ampia riserva Y-1 consente alle autorità belghe di far fronte a lievi deviazioni a seguito di nuovi dati immessi nel modello e miglioramenti metodologici, ma garantisce anche che tecnologie nuove e innovative abbiano ampie possibilità di partecipazione, garantendo così nella pratica la neutralità tecnologica della misura.

(104) Complessivamente circa il 54 % del consumo medio di punta nei momenti di scarsità sarà aggiudicato nel contesto dell'asta Y-4 nel 2021, riducendo così il volume obiettivo a quanto strettamente necessario.

(105) Il Belgio si è impegnato a verificare ulteriormente e adeguare, se necessario, i volumi da approvvigionare nell'asta T-4 nel 2023 e nell'asta T-1 nel 2026 con i risultati della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse del 2023.

2.5.3. *Fase di preselezione*

(106) Una procedura di preselezione obbligatoria è applicabile a tutti i titolari di una capacità di generazione superiore a 1 MW. Tuttavia le capacità preselezionate non sono tenute a partecipare alla procedura di gara (esclusione). Al fine di facilitare tale preselezione obbligatoria, è previsto un processo rapido di preselezione per consentire ai titolari di capacità di soddisfare l'obbligo di preselezione con il minimo sforzo (è richiesta soltanto una quantità minima di informazioni, quali numero di identificazione, tipo di punto di consegna e capacità totale installata): per i titolari di capacità dopo un processo rapido di preselezione, la capacità viene automaticamente trattata come esclusa.

(107) I requisiti di preselezione includono un limite di emissione: i fornitori di capacità che superano il limite di emissione riportato di seguito non possono partecipare all'asta di capacità:

a) per le capacità che hanno iniziato la produzione il 4 luglio 2019 o successivamente si applica un limite di emissione di 550 g di CO_2 originati da combustibili fossili per kWh di energia elettrica;

b) le capacità che hanno iniziato la produzione prima del 4 luglio 2019 non possono emettere più di 550 g di CO_2 originati da combustibili fossili per kWh di energia elettrica, né più di 350 kg di CO_2 originati da combustibili fossili in media ogni anno per kWe installato.

([63]) https://www.creg.be/fr/consultations-publiques/consultation-publique-relative-au-projet-de-proposition-2086-relative-au.

(108) Inoltre, nel contesto del processo di preselezione, i candidati devono fornire una garanzia finanziaria provvisoria per poter partecipare all'asta. Tale garanzia finanziaria provvisoria acquisisce efficacia quando la CMU viene selezionata nel contesto dell'asta. Nel caso in cui il fornitore di capacità, dopo la selezione nel contesto di un'asta, non rispetti i propri obblighi contrattuali o nel caso in cui non sia disposto a firmare il contratto di capacità, saranno applicate sanzioni pecuniarie nel contesto del processo di controllo antecedente la consegna. La controparte contrattuale ha il diritto di richiedere garanzie finanziarie nel caso in cui tali sanzioni non dovessero essere corrisposte. Al momento della preselezione, l'importo della garanzia finanziaria provvisoria sarà di 20 000 EUR/MW per le CMU virtuali e aggiuntive e di 10 000 EUR/MW per le CMU esistenti, in funzione del volume ammissibile della CMU (dato che la capacità aggiudicata non è ancora nota e assicurando che la garanzia finanziaria sia proporzionata alla dimensione del progetto e al conseguente rischio per il sistema in caso di mancata consegna). Se la capacità aggiudicata finale della CMU è inferiore al suo volume ammissibile, l'importo della garanzia finanziaria viene ridotto per la differenza positiva tra il volume ammissibile e la capacità aggiudicata, moltiplicata per EUR 20 000 (per CMU virtuali e aggiuntive) o EUR 10 000 EUR (per CMU esistenti).

(109) Inoltre i soggetti che intendono presentare domanda di preselezione per nuovi impianti (per un contratto di capacità di 15 anni) alimentati a combustibili fossili devono riconoscere che l'ottenimento di un contratto di capacità non li esonera dal rispetto della legislazione e degli obiettivi attuali e futuri stabiliti dall'Unione europea e/o dal Belgio per ridurre le emissioni di gas a effetto serra. Tali soggetti devono altresì riconoscere che l'ottenimento di un contratto di capacità li impegna a contribuire alla preparazione delle politiche per il conseguimento di tali obiettivi. A tal fine detti soggetti devono allegare una dichiarazione scritta nella quale si impegnano a:

a) studiare la fattibilità tecnica ed economica della riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, in conformità con la legislazione e gli obiettivi europei e belgi pertinenti, dell'impianto in questione entro il 31 dicembre 2026;

b) stabilire, entro il 31 dicembre 2027, un piano di riduzione delle emissioni indicando come contribuiranno alla transizione verso la neutralità climatica entro il 2050, con obiettivi intermedi per gli anni 2035 e 2045; e

c) conseguire emissioni zero o negative entro il 2050. Le parti coinvolte nell'elaborazione di un piano di riduzione delle emissioni possono decidere di condurre tale studio congiuntamente.

(110) Il rispetto degli impegni di cui al considerando 109 deve essere dimostrato alla direzione generale dell'Energia dell'SPF Economia.

2.5.4. *Caratteristiche specifiche di progettazione delle aste*

2.5.4.1. Norma in materia di determinazione dei prezzi

(111) Il meccanismo delle aste competitive utilizza il formato dell'asta a offerta sigillata nel contesto della quale gli offerenti presentano offerte in modo anonimo e il mercato viene successivamente equilibrato in un'unica tornata. Secondo le autorità belghe, non fornendo informazioni al mercato mentre quest'ultimo viene equilibrato e non consentendo agli offerenti di aggiornare le proprie offerte, il formato dell'asta a offerta sigillata limita le possibilità di abuso del potere di mercato. Tali autorità affermano altresì che applicando il processo dell'offerta sigillata, a differenza delle aste a tempo discendente, gli offerenti non sono vincolati per (solitamente) 2-3 giorni durante i quali devono essere disponibili a reagire alle informazioni rese disponibili per il processo d'asta. Il processo d'asta meno complesso e dispendioso in termini di tempo potrebbe ridurre ulteriormente gli ostacoli all'entrata, particolarmente rilevanti per gli operatori nuovi e di piccole dimensioni e per le parti che si occupano di gestione della domanda le cui attività principali non riguardano il mercato dell'energia.

(112) A tutti gli aggiudicatari verrà assegnata una remunerazione della capacità, basata sulla norma del prezzo *pay-as-bid* (prezzo corrispondente all'offerta) per tutte le aste relative ad almeno i due periodi iniziali di consegna (aste Y-4 e Y-1 per i periodi di consegna a partire da novembre del 2025 e da novembre del 2026). In altre parole, i fornitori di capacità aggiudicatari riceveranno il prezzo della loro offerta come remunerazione della capacità.

(113) A seguito della presentazione al Parlamento di una relazione di valutazione, la norma della determinazione dei prezzi «*pay-as-cleared*» (prezzo marginale) potrebbe applicarsi alle aste relative a periodi di consegna successivi. In base alla norma del *pay-as-cleared*, la remunerazione della capacità è pari al prezzo dell'offerta più costosa selezionata (con la limitazione del massimale intermedio di prezzo, cfr. sezione 2.5.4.2).

(114) Le autorità belghe ritengono che la situazione dell'adeguatezza in Belgio intorno al 2025 richiederà nuova capacità (cfr. considerando 29). Pertanto, nelle aste iniziali del MRC, i titolari di capacità che presentano strutture di costo molto eterogenee saranno probabilmente in concorrenza tra loro. Di conseguenza le autorità belghe temono che alcuni fornitori di capacità possano beneficiare di canoni MRC inframarginali elevati e quindi di profitti accidentali qualora si applichi la norma di determinazione dei prezzi *pay-as-cleared*. Secondo il Belgio, in teoria, in caso di informazioni perfette quando i partecipanti al mercato possono prevedere il prezzo di equilibrio di mercato auspicato nel contesto della norma del *pay-as-cleared*, una norma di determinazione del prezzo *pay-as-bid* determinerebbe il medesimo risultato, dato che gli offerenti sarebbero incentivati a presentare un'offerta indicando tale prezzo di equilibrio previsto. Nella pratica tuttavia alle prime aste di MRC è inevitabilmente associato un certo grado di incertezza e imprevedibilità relativo al prezzo di mercato *pay-as-cleared* potenziale. Di conseguenza, nel contesto di una norma di determinazione dei prezzi *pay-as-bid*, gli attori del mercato possono agire in modo più prudente per evitare il rischio di non essere selezionati, e quindi la norma del *pay-as-bid* può portare a un risultato meno costoso.

(115) Tuttavia il Belgio ritiene che il vantaggio in termini di efficienza dei costi delle aste *pay-as-bid* possa diminuire nel tempo, non soltanto in ragione del fatto che il requisito di nuova capacità potrebbe scomparire, ma anche perché aste *pay-as-bid* ricorrenti consentono ai partecipanti al mercato di prevedere meglio il prezzo di equilibrio del mercato di riferimento, una circostanza questa che determina una curva di offerta «piatta». Inoltre, nel caso in cui la questione della carenza di proventi scomparisse nel medio-lungo termine, la norma del *pay-as-bid* potrebbe impedire che il prezzo tenda a zero dato che i fornitori di capacità non avrebbero alcun incentivo a presentare offerte a zero nel contesto della norma di determinazione dei prezzi *pay-as-bid*.

(116) Il Belgio ritiene che, in seguito ad aste successive, la norma della determinazione dei prezzi *pay-as-cleared* potrebbe diventare la scelta migliore per stimolare la concorrenza, fornire un segnale di prezzo trasparente e consentire alle remunerazioni della capacità di tendere a zero quando si prevede che il livello di capacità fornita sia adeguato per soddisfare il livello di capacità richiesto. Una caratteristica importante della norma della determinazione dei prezzi *pay-as-cleared* consiste nel fatto che il comportamento logico di offerta prevede la presentazione di fare offerte a costi reali. Inoltre, dato che la determinazione dei prezzi *pay-as-cleared* fornisce un segnale di prezzo trasparente verso il mercato, tali informazioni possono essere particolarmente preziose per le unità di piccole dimensioni e i nuovi attori del mercato, in quanto possono dare loro un'idea migliore delle condizioni di mercato attese attuali e future, incoraggiando così la loro partecipazione nel corso del tempo. Inoltre la norma della determinazione dei prezzi *pay-as-cleared* facilita gli accordi contrattuali, in particolare per le aggregazioni. Pertanto il Belgio prevederà una procedura che consenta di modificare la norma della determinazione dei prezzi *pay-as-cleared* quando si dimostrerà che è vantaggioso procedere in tal senso.

2.5.4.2. Massimale intermedio di prezzo

(117) Come descritto in dettaglio nella sezione 2.6, una CMU che richiede investimenti significativi può presentare domanda per un contratto di capacità pluriennale. Per il momento, questa norma non si applica alla partecipazione estera indiretta, che può vedersi aggiudicare soltanto un contratto annuale (cfr. considerando 143 e 144). Secondo le autorità belghe, le CMU rientranti nella categoria dei contratti annuali devono far fronte a costi di investimento nulli o bassi da sostenere (altrimenti si qualificherebbero per un contratto pluriennale). Di conseguenza, al fine di evitare profitti accidentali, è prevista l'applicazione di un massimale intermedio di prezzo alle CMU della categoria dei contratti annuali. Tale norma si applicherà anche ai contratti aggiudicati a una capacità estera indiretta (cfr. in dettaglio la sezione 2.10.1).

(118) Le CMU rientranti nella categoria dei contratti annuali non potranno presentare offerte a un prezzo superiore al massimale intermedio di prezzo. Inoltre, anche in base alla norma del *pay-as-cleared* (cfr. considerando 113), tali CMU non riceverebbero pagamenti di capacità superiori al massimale intermedio di prezzo.

(119) Secondo le autorità belghe, il massimale intermedio di prezzo impedirà altresì agli attori di mercato aventi un potere di mercato significativo di decidere strategicamente di sospendere o chiudere la capacità esistente, eliminando così in effetti la capacità dal mercato, influenzando il prezzo di equilibrio del mercato. Limitando le remunerazioni massime della capacità per le capacità rientranti nella categoria di capacità contrattuale annuale (tra le quali rientrano gli attivi esistenti), il massimale intermedio di prezzo limiterebbe il potenziale di canoni inframarginali eccessivi.

(120) Le autorità belghe indicano che il massimale intermedio di prezzo dovrebbe, da un lato, essere sufficientemente basso da evitare profitti accidentali, ma, dall'altro, non dovrebbe essere troppo basso da impedire rendimenti normali per gli investitori o addirittura da impedire alle CMU di partecipare all'asta MRC e da creare un segnale di uscita indesiderato.

(121) La metodologia descritta nel regio decreto che definisce la metodologia per il calcolo dei parametri d'asta nel contesto del meccanismo di remunerazione della capacità stabilisce che il massimale intermedio di prezzo deve essere calibrato sul livello atteso di «carenza di proventi» della tecnologia meno performante presente in quel momento sul mercato, considerando tanto i costi quanto i proventi.

(122) Sono presi in considerazione i seguenti costi:

a) costi fissi annuali di esercizio e manutenzione;

b) costi di manutenzione non annuali annualizzati (esclusi i costi relativi a un aumento della capacità o a un'estensione della durata di un impianto);

c) costi di attivazione per una prova di disponibilità.

(123) Tali componenti di costo sono divise per i fattori di *derating* applicabili, dato che il massimale intermedio di prezzo si applica nell'asta in cui i prezzi sono espressi per MW *derated*. Le autorità belghe hanno fornito i dati presentati nella tabella 5 ([64]).

Tabella 5

Costi annuali totali per un elenco ristretto di tecnologie esistenti ([65])

	Costi annuali di esercizio e manutenzione [EUR/kW/anno]			Costo di attivazione per la prova di disponibilità [EUR/kW/anno]	Fattore di *derating* ([66])
	BASSI	MEDI	ELEVATI		
Turbine a gas a ciclo combinato	29	30	41	0	91 %
Turbine a gas a ciclo aperto	19	19	40	0	90 %
Turboreattori	23	29	29	0	96 %
Risposta del mercato	5	10	15	0,18	36 %

Fonte: notifica

(124) Sono presi in considerazione i seguenti proventi annui:

a) canoni annui inframarginali maturati sul mercato dell'energia elettrica;

b) proventi netti annui per la fornitura di servizi di bilanciamento relativi alla frequenza.

(125) Le autorità belghe hanno fornito i dati presentati nella tabella 6:

([64]) Elia ha avviato una consultazione pubblica su scenari, sensibilità e dati per il calcolo dei parametri del MRC per l'asta Y-4 per il periodo di consegna 2025- 2026 [cfr. considerando 99, lettera a)].

([65]) Dati desunti dalla relazione di calibrazione di Elia. Consultabile al seguente indirizzo: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([66]) Considerando che l'intervallo di valori del fattore di derating per «energia termica su larga scala» varia tra l'85 % e il 95 %, si applica un fattore di derating minimo del 90 % per la tecnologia delle turbine a gas a ciclo combinato, delle turbine a gas a ciclo aperto e dei turboreattori. Per la tecnologia di risposta del mercato, il fattore di derating rappresenta una media al fine di tenere conto della varietà di possibilità incluse nella tecnologia di risposta del mercato.

Tabella 6

Proventi annui totali per un elenco ristretto di tecnologie esistenti ([67])

	Proventi annui totali [EUR/kW/anno] ([68])		
	BASSI	MEDI	ELEVATI
Turbine a gas a ciclo combinato	5	11	20
Turbine a gas a ciclo aperto	10,2	12,6	15,5
Turboreattori	19,3	23,2	27
Risposta del mercato	14,3	17,1	20

Fonte: notifica.

(126) Infine la «carenza di proventi» viene calcolata sottraendo i proventi annui dai valori di costo annuali. Al numero derivato viene aggiunto un margine di incertezza del 5 % al fine di tenere conto delle incertezze generali associate a una stima della «carenza di proventi», in particolare dato che la calibrazione del massimale intermedio di prezzo richiede la generalizzazione dei dati relativi a costi e proventi per ciascuna tecnologia, così come del fatto che tale stima avviene fino a diversi anni prima del periodo di consegna pertinente.

(127) Le autorità belghe hanno fornito i dati di cui alla tabella 7. I diversi «livelli» per il valore della «carenza di proventi» rappresentano la seguente categorizzazione: il livello 1 considera i dati relativi a costi bassi e dati relativi a proventi elevati; il livello 2 considera i dati relativi a costi bassi e dati relativi a proventi medi; il livello 3 considera i dati relativi a costi bassi e dati relativi a proventi bassi; il livello 4 considera i dati relativi a costi medi e dati relativi a proventi elevati; il livello 5 considera i dati relativi a costi medi e dati relativi a proventi medi; il livello 6 considera i dati relativi a costi medi e dati relativi a proventi bassi.

Tabella 7

Valori della «carenza di proventi» derivati da un elenco ristretto di tecnologie esistenti ([69])

«Carenza di proventi» [EUR/kW*derated*/anno]	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 4	Livello 5	Livello 6
Turbine a gas a ciclo combinato	10,4	20,8	27,7	11,5	21,9	28,8
Turbine a gas a ciclo aperto	4,1	7,5	10,3	4,1	7,5	10,3
Turboreattori	0	0	4	2,2	6,4	10,6
Risposta del mercato	0	0	0	0	0	0

Fonte: notifica.

([67]) Dati desunti dalla relazione di calibrazione di Elia. Consultabile al seguente indirizzo: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

([68]) Occorre osservare che soltanto le commissioni di riserva di FRR manuale inferiori a 10 EUR/MW/h sono prese in considerazione ai fini del valore medio complessivo, dato che i prezzi al di sopra di tale valore limite sono considerati rappresentativi di periodi con preoccupazioni in materia di adeguatezza e quindi non rappresentativi ai fini dell'analisi in questione. I valori BASSI/MEDI/ELEVATI sono calcolati corrispondere rispettivamente al 60 %, al 75 % e al 90 % del valore medio complessivo, al fine di tenere conto dei costi variabili associati alla riserva di FRR manuale, come ad esempio un costo per presentare un'offerta. I proventi netti derivanti dalla fornitura di servizi di bilanciamento relativi alla frequenza, al fine di evitare doppi conteggi e considerare soltanto i proventi netti, sono stati considerati come segue: i proventi da riserve di conferimento della frequenza non sono considerati, essendo probabile che le batterie diventino la tecnologia dominante per fornire tali riserve di contenimento di frequenza. La tecnologia «Batterie» non è considerata ai fini della calibrazione del massimale intermedio di prezzo, in quanto si ritiene che derivino un business case positivo dalla fornitura di FCR. I proventi da FRR automatica non sono considerati, in quanto si presume che le tecnologie che forniscono FRR automatica determinino un arbitraggio tra la fornitura di tale riserva e la vendita di energia. Di conseguenza le commissioni per riserve di FRR automatica sono presunte non rappresentare un provento netto in aggiunta ai canoni inframarginali guadagnati sul mercato dell'energia. I proventi da FRR manuale sono considerati pertinenti per le tecnologie «Turboreattori» (che si presume fornisca un prodotto standard di FRR manuale) e «Risposta del mercato» (che si presume fornisca un prodotto flessibile di FRR manuale), dato che in genere tali tecnologie forniscono tali servizi attualmente sul mercato. In particolare, i proventi per Turboreattori e Risposta del mercato sono determinati da una percentuale della commissione di riserva di FRR manuale media o del canone inframarginale dal mercato dell'energia, a seconda di quale delle due determina il valore più elevato.

([69]) Dati desunti dalla relazione di calibrazione di Elia. Consultabile al seguente indirizzo: https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm.

(128) Sulla base dei contributi e dei dati forniti da Elia, nonché del parere su tali dati fornito dall'autorità di regolamentazione, le autorità belghe hanno fissato il massimale intermedio di prezzo per la prima asta, ossia l'asta Y-4 con un periodo di consegna da novembre del 2025 a ottobre del 2026, a 20 EUR/kW*derated*/anno.

(129) Durante il procedimento di indagine formale, il Belgio ha messo in atto un meccanismo che consente una deroga individuale rispetto al massimale intermedio di prezzo ([70]).

(130) Il meccanismo di deroga è stato introdotto nel regio decreto al fine di determinare la metodologia per il calcolo della capacità e i parametri d'asta nel contesto del MRC. Il meccanismo di deroga si applica in maniera paritaria tanto alle capacità transfrontaliere nazionali quanto a quelle indirette.

(131) Ai sensi del regio decreto, per la prima asta, in ragione del tempo limitato tra la progettazione del meccanismo di deroga e la preparazione della prima asta, la deroga sarà concessa ex post, ossia dopo la chiusura dell'asta. Il Belgio ha spiegato che i potenziali beneficiari chiederanno la deroga prima delle aste e presenteranno tutte le informazioni pertinenti prima delle aste. Tutti i criteri e le norme per la deroga saranno stabiliti in modo trasparente prima delle aste. La deroga non dipenderà dalle offerte presentate da alcun partecipante all'asta. Infine, qualora ex post si concluda che alcune unità non beneficiano della deroga e i loro pagamenti sono ridotti, ciò non pregiudica l'esito (contratto, pagamento e quantitativo aggiudicato) per le altre unità che hanno partecipato all'asta.

2.5.4.3. Norme in materia di compensazione

(132) L'asta di capacità dovrebbe essere aggiudicata selezionando la combinazione di offerte che massimizza il benessere sociale, tenendo conto della curva di domanda (definita in modo amministrativo) e della curva di offerta (definita aggregando le diverse offerte dei titolari di capacità) nonché delle componenti volume e prezzo delle diverse offerte. Il benessere sociale in questo contesto è calcolato come la somma del surplus dei consumatori (surplus per la società rispetto al soddisfacimento della domanda di sicurezza dell'approvvigionamento a un prezzo inferiore alla disponibilità a pagare per la capacità definita dalla curva di domanda) e il surplus dei produttori (surplus per i fornitori di capacità rispetto alla selezione delle loro offerte a un prezzo superiore al prezzo di offerta).

(133) Laddove più soluzioni di compensazione (ossia una combinazione di offerte) siano equivalenti in termini di massimizzazione del surplus economico, viene selezionata la soluzione con le emissioni di CO_2 inferiori. Se due soluzioni sono equivalenti tanto in termini di massimizzazione del surplus economico quanto di emissioni medie ponderate di CO_2, viene scelta la soluzione con la durata contrattuale media ponderata inferiore con l'obiettivo di limitare la dipendenza su più anni ([71]).

(134) L'algoritmo dell'asta terrà conto anche dei vincoli di rete, in modo tale da rifiutare determinate combinazioni di offerte che congiuntamente non sono fattibili dalla rete. L'insieme dei vincoli di rete relativi alla rete del TSO che si applicheranno durante l'aggiudicazione dell'asta sarà determinato prima dell'aggiudicazione dell'asta e dipenderà da considerazioni di sicurezza del sistema o da limitazioni di distanza fisica.

2.6. **Durata del contratto**

(135) Secondo le autorità belghe, una durata maggiore del contratto di capacità consente al fornitore di capacità di ottenere finanziamenti a lungo termine per ripartire i costi di investimento su un periodo di tempo più lungo. Ciò consentirebbe di ridurre la remunerazione della capacità richiesta per ciascun anno nonché di contribuire ad assicurare che un nuovo progetto sia competitivo rispetto ai progetti esistenti sul mercato. Anche il potenziale per nuove entrate a un prezzo competitivo è della massima importanza per controllare il potere di mercato dei fornitori di capacità esistenti.

([70]) Una metodologia per l'ottenimento di una deroga individuale è stata oggetto di una consultazione pubblica condotta nel febbraio del 2021.

([71]) I fornitori di capacità sono tenuti a presentare informazioni sulla CO_2 in merito alle loro CMU durante il processo di preselezione. Le norme sul funzionamento del MRC belga (cfr. sezione 18.1.17) forniscono linee guida per il calcolo delle emissioni specifiche e annuali, sulla base del parere dell'ACER n. 22/2019.

(136) Tuttavia una durata maggiore del contratto di capacità può altresì creare una dipendenza in relazione a una tecnologia nel mercato dell'energia per un periodo di tempo più lungo. Di conseguenza lo Stato belga ha optato per categorie diverse di capacità (1 anno, fino a 3, fino a 8 e fino a 15 anni). Pertanto ai nuovi investimenti non viene concesso immediatamente un contratto di capacità per la durata massima (15 anni), evitando così che il futuro mercato dell'energia risulti bloccato nei confronti di tecnologie nuove (e potenzialmente più rispettose dell'ambiente).

(137) Nel regio decreto del 12 dicembre 2019 ([72]) proposto dalla CREG, i costi ammissibili sono stabiliti come: «spese di investimento iniziali e non ricorrenti, disposte a decorrere dalla data di pubblicazione dei risultati dell'asta nel contesto della quale l'offerta per tale capacità è mantenuta ed effettuate al più tardi il giorno antecedente il primo giorno del periodo di fornitura della capacità, necessarie per la costruzione e/o la fornitura degli elementi fisici tecnici essenziali della capacità, nonché al fine di offrire al mercato belga capacità aggiuntiva, a partire dal primo periodo di consegna coperto dal contratto di capacità». Per la capacità esistente, le spese che hanno l'effetto di offrire capacità aggiuntiva sono: i) le spese necessarie per consentire alla capacità di conformarsi alle norme ambientali e quindi di mantenerla sul mercato; ii) le spese necessarie per aumentare la capacità installata o la durata tecnica dell'impianto; e iii) per la capacità estera diretta, le spese necessarie per connettere l'unità a una rete all'interno della zona di controllo belga (cfr. sezione 2.10.2).

(138) La proposta di regio decreto prevede le soglie presentate nella tabella 8. Tali soglie di investimento sono state calcolate in maniera tale da assicurare che i costi di investimento annualizzati stimati medi siano uguali tra le categorie di capacità legate ad una durata massima del contratto di capacità pari a 15, 8 e 3 anni. La CREG proporrà di aggiornare le soglie di investimento quando sembrerà necessario e quanto meno ogni tre anni ([73]). Le soglie tengono conto della capacità installata piuttosto che di quella *derated*. Secondo il Belgio, nel caso in cui per le soglie di investimento si tenesse conto della capacità *derated* offerta dalla CMU anziché della capacità installata, le capacità con un fattore elevato di *derating* raggiungerebbero più facilmente le soglie di investimento per i contratti pluriennali, una circostanza questa che sarebbe in contraddizione con l'obiettivo del MRC.

Tabella 8

Soglie di investimento per contratti di remunerazione della capacità a lungo termine

Durata del contratto	**Soglie proposte dalla CREG**	**Nuova proposta del governo belga**
Anni	***EUR/kW***	***EUR/kW***
15	600	360
8	400	239
3	177	106

Fonte: SPF Economia.

(139) La CREG monitorerà i costi di investimento al fine di assicurare, tanto ex ante quanto ex post rispetto alla presentazione da parte dell'unità, l'adeguatezza della categoria di capacità assegnata a ciascun fornitore di capacità. In particolare il fornitore di capacità deve fornire un fascicolo di investimento ex post che l'autorità di regolamentazione può utilizzare per la sua valutazione ex post della categoria di capacità assegnata. Se dall'analisi ex post emerge che i criteri di costo non sono stati soddisfatti (incluso un intervallo di valori di tolleranza limitato per tenere conto di incertezze di piccola entità), le condizioni contrattuali potrebbero essere rivedute (ad esempio riclassificazione della CMU nella categoria di contratto adeguata). Inoltre, nel caso in cui il fascicolo di investimento ex post non sia fornito (entro i termini), è possibile altresì che l'autorità di regolamentazione riclassifichi la CMU nella categoria di capacità di 1 anno.

(140) Secondo la proposta iniziale, anche le offerte aggregate sono assegnate a una categoria di contratti. In caso di presentazione di un'offerta aggregata di capacità corrispondenti a categorie di contratti diverse, all'offerta aggregata viene assegnata la categoria contrattuale corrispondente alla capacità avente la categoria di contratti di durata più breve.

([72]) https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c1907.

([73]) Le soglie di investimento sono fissate con regio decreto, sulla base di una proposta dell'autorità di regolamentazione (articolo 6, secondo comma, del regio decreto pubblicato).

(141) Tale proposta è stata riveduta in seguito al procedimento di indagine formale. Ai sensi del regio decreto che fissa le soglie di investimento, i criteri di ammissibilità per i costi di investimento e la procedura di classificazione, ogni capacità facente parte di un'offerta aggregata è classificata in una categoria di capacità. Sulla base della classificazione delle capacità, la CREG determina, laddove opportuno, le sue diverse combinazioni di classificazione e lega ciascuna combinazione ad una potenza nominale massima di riferimento corrispondente alla somma delle capacità nominali di riferimento delle capacità dell'offerta aggregata, classificate in una categoria di capacità uguale o superiore alla categoria di capacità specificata. Su tale base il responsabile dell'offerta aggregata sceglie la categoria di capacità che si applica all'offerta aggregata.

(142) A seguito del procedimento di indagine formale, il Belgio ha altresì modificato le disposizioni del regio decreto sui costi di investimento ammissibili. Il regio decreto modificato stabilisce che soltanto i costi per l'adeguamento alle norme future dell'Unione saranno ammissibili nel contesto del MRC.

(143) Secondo le autorità belghe, non è possibile prevedere la possibilità di contratti pluriennali per la capacità estera dato che, nel lungo termine, non è sempre possibile assicurare una capacità di entrata sufficiente. Quest'ultimo aspetto non dipende soltanto dal livello di interconnessione e dalla sua disponibilità, ma anche dal rischio di una sollecitazione contemporanea del sistema rispetto a paesi limitrofi. Quest'ultimo rischio può variare significativamente nel tempo, a seconda dell'adeguatezza e della situazione di mercato in altri paesi.

(144) Le autorità belghe si sono tuttavia impegnate a riesaminare l'eventualità che le capacità estere possano accedere a contratti pluriennali. Il primo riesame sarà effettuato entro il 15 gennaio 2023 e successivamente ogni due anni. Qualora da tale riesame emerga che i rischi legati al livello e alla disponibilità dell'interconnettore e il rischio di stress del sistema simultaneo sono adeguatamente mitigati, in maniera tale che i contratti pluriennali per la capacità estera indiretta non creino irragionevoli rischi di adeguatezza, si potranno concedere contratti pluriennali a capacità estere.

(145) Infine la capacità non dimostrata può essere idonea ad essere assegnata soltanto a un contratto di capacità annuale, essendo difficile giustificare dati precisi sui costi che consentano di classificarle in una delle categorie di contratti pluriennali (cfr. sezione 2.4.4).

2.7. **Obblighi**

2.7.1. *Opzioni di affidabilità*

(146) In base al meccanismo di regolazione della capacità belga, la controparte contrattuale acquista la capacità dai fornitori di capacità sotto forma di opzioni di affidabilità. I fornitori di capacità selezionati nell'ambito di un'asta vendono le opzioni di affidabilità all'acquirente centrale, ricevendo in cambio una remunerazione fissa della capacità. Qualora il prezzo di riferimento superi un livello predefinito, il cosiddetto prezzo di esercizio, il fornitore di capacità è soggetto a un obbligo di rimborso della differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio nei confronti dell'acquirente centrale, calcolata sui volumi di capacità aggiudicati.

(147) Di conseguenza i proventi per il fornitore di capacità sul mercato della sola energia sono limitati al massimo al prezzo di esercizio, ma ai fornitori di capacità viene assicurata in cambio una remunerazione fissa e certa della capacità. In altre parole i fornitori di capacità rinunciano a parte dei loro canoni di scarsità incerta per ricevere in cambio una remunerazione certa della capacità, riducendo significativamente il rischio di proventi volatili e quindi i rischi legati all'investimento da effettuare. L'obiettivo dell'opzione affidabilità è duplice. Innanzitutto l'obbligo di rimborso limita il potenziale di profitti accidentali e, in secondo luogo, incentiva le CMU a essere disponibili in momenti rilevanti per la sicurezza dell'approvvigionamento.

2.7.2. *Prezzo di riferimento*

(148) Il Belgio ha scelto il prezzo del mercato del giorno prima come prezzo di riferimento. Secondo le autorità belghe, i suoi principali vantaggi sono le seguenti:

a) il mercato del giorno prima rappresenta il segnale di mercato più pertinente relativo a questioni di adeguatezza dato che la maggior parte dei fattori trainanti delle posizioni degli attori di mercato sono integrate nella pianificazione e nelle previsioni della produzione;

b) il mercato del giorno prima dispone di una robusta funzione di segnalazione e rappresenta il mercato a pronti più forte e liquido, per la sua granularità e l'accuratezza elevata delle ipotesi, che si rispecchia nei volumi scambiati;

c) in seguito all'abbinamento (*matching*) del giorno prima nel sistema belga, tutti i responsabili del bilanciamento devono essere bilanciati (nomina del giorno prima alle ore 15:00) e in quel momento unico, il mercato è regolato. In questo modo, il mercato del giorno prima costituisce l'ultima opportunità nel calendario del prodotto elettrico per incrociare l'intera domanda e offerta residua dopo il mercato a termine e prima dei fabbisogni di flessibilità del mercato infragiornaliero e di bilanciamento;

d) in ragione della sua posizione temporale nei mercati a pronti, dovrebbe consentire a tutte le tecnologie (ad esempio anche la capacità lenta) di reagire.

(149) Il Belgio ha spiegato che la metodologia del prezzo di riferimento potrebbe essere riveduta in futuro per assicurarsi che invii il segnale di prezzo più adeguato, una volta che la maturità di altri mercati a pronti aumenterà raggiungendo un livello prossimo a quello del mercato del giorno prima. In particolare, i prezzi del mercato infragiornaliero possono essere riconsiderati una volta che la liquidità sia sufficiente e continua.

(150) Il Belgio ha optato per un prezzo di esercizio unico con alcune correzioni per assicurare l'apertura del sistema alle tecnologie e limitare i profitti accidentali nella calibrazione. Secondo le autorità belghe, tali correzioni sono necessarie per limitare il rischio di un prezzo di esercizio unico per la partecipazione di alcune tecnologie al MRC. In particolare le tecnologie aventi un costo marginale di breve periodo superiore al prezzo di esercizio possono incontrare ostacoli in assenza di tali correzioni.

(151) Come previsto dall'articolo 7 *undecies*, secondo comma, della legge sull'energia elettrica, il parametro del prezzo di esercizio sarà calibrato ogni anno con decreto ministeriale entro il 31 marzo dello stesso anno (tanto per l'asta Y-4 quanto per quella Y-1), nonché sulla base della metodologia fissata nel regio decreto per i parametri d'asta.

(152) Si baserà su un'analisi delle curve aggregate che raccolgono la parte elastica del volume di reazione del mercato osservate sul mercato del giorno prima ponderato su un periodo di tre anni per i periodi rilevanti durante tali tre anni (giorni feriali invernali). La metodologia indica che il prezzo di esercizio calibrato dovrebbe essere selezionato all'interno dell'intervallo di valori corrispondente [75 %; 85 %] del volume di reazione elastico in termini di prezzo generato dal mercato che reagisce ad esso nonché tenendo conto di una serie di principi guida:

a) primo criterio: i costi marginali a breve termine delle tecnologie con programmazione giornaliera dovrebbero essere coperti dal prezzo di esercizio selezionato;

b) secondo criterio: la calibrazione del prezzo di esercizio tiene conto della forma della curva di calibrazione;

c) terzo criterio: la calibrazione del prezzo di esercizio tiene conto dell'evoluzione del mercato dell'energia;

d) quarto criterio: stabilità dei prezzi di esercizio nel tempo; e

e) quinto criterio: una possibilità ragionevole che il prezzo di riferimento raggiunga il prezzo di esercizio.

(153) Al fine di valutare il primo criterio, questo viene esaminato alla luce dei risultati e delle ipotesi utilizzate nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019, in particolare nelle sezioni 2.9.3 e 2.9.4. Il calcolo di tali costi marginali a breve termine si basa su diverse ipotesi: una stima dei prezzi del combustibile, una stima dell'evoluzione potenziale del prezzo della CO_2, una stima delle prestazioni («efficienza») delle varie tecnologie considerate nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 (in questo caso turbine a gas a ciclo combinato, turbine a gas a ciclo aperto e generatore diesel).

(154) Il Belgio ha proposto un intervallo indicativo di valori per il prezzo d'esercizio calibrato basato sugli ultimi tre periodi invernali (dall'inverno del 2016/2017 all'inverno del 2018/2019) da restringere a [320; 500] EUR/MWh.

(155) Ciò implica che il prezzo di esercizio può evolvere nel tempo (ma rimane fisso per la durata del contratto di capacità di una CMU), in linea con l'evoluzione del mercato dell'energia, e che i contratti di capacità a seguito di un'asta non comprendono necessariamente lo stesso prezzo di esercizio di contratti di capacità relativi ad un'altra asta. In ogni caso i fornitori di capacità saranno informati del prezzo di esercizio applicabile prima di ogni asta, in maniera da consentire loro di includere tali informazioni nelle loro offerte.

(156) Il Belgio ha inoltre scelto di offrire alle CMU non soggette all'obbligo di programmazione individuale (solitamente i fornitori di servizi di gestione della domanda e gli aggregatori rientrano in questa categoria) la possibilità di sostituire il prezzo di esercizio unico con il loro prezzo di mercato dichiarato (ossia il loro costo marginale a breve termine) nell'obbligo di rimborso ogniqualvolta questo sia superiore al prezzo di esercizio unico. In altre parole tali CMU non soggette all'obbligo di programmazione individuale (e quindi gestori della domanda) sono soggette

all'obbligo di rimborso soltanto nel caso in cui il prezzo di riferimento superi il loro prezzo di mercato dichiarato, che rappresenta il prezzo al di sopra del quale tali fornitori di capacità hanno dichiarato di fornire energia nel mercato dell'energia. In altre parole, nel caso in cui la calibrazione del prezzo di esercizio unico si traducesse in un prezzo inferiore al loro costo di attivazione, tali CMU non sono tenute a rimborsare i proventi non ricevuti nel mercato dell'energia (nel caso in cui il prezzo di riferimento sia superiore al prezzo di esercizio, ma sia inferiore al loro prezzo di mercato dichiarato). Questa misura è stata introdotta dopo il processo di consultazione pubblica per attenuare la preoccupazione dei gestori della domanda e di altre parti che altrimenti avrebbero maggiori difficoltà a partecipare in quanto potrebbero essere soggette a rimborsi senza essere state coinvolte ed aver guadagnato proventi in primo luogo. Secondo il Belgio, ciò garantisce altresì un'apertura a livello di tecnologie limitando i profitti accidentali. In particolare, secondo le autorità tale elemento progettuale dovrebbe facilitare esplicitamente la partecipazione della gestione della domanda al MRC nonché di qualsiasi altra tecnologia con costi marginali a breve termine più elevati.

(157) Inoltre le CMU non soggette ad obbligo di programmazione individuale possono decidere di dichiarare più prezzi del giorno prima come prezzo di mercato dichiarato. Ciò è particolarmente rilevante per gli aggregatori, che possono avere un portafoglio composto da CMU con prezzi marginali diversi e riflettere la loro curva di costo effettiva. Ciò mira a evitare l'applicazione dell'obbligo di rimborso sull'energia che non è stata venduta sul mercato e nel caso in cui non sia stato realizzato alcun provento.

2.7.3. *Rimborsi*

2.7.3.1. Descrizione

(158) Qualora il prezzo dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima all'ingrosso superi il prezzo di esercizio, il fornitore di capacità è tenuto a pagare a Elia la differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio, calcolata sui volumi di capacità aggiudicati. Di conseguenza i proventi per il fornitore di capacità sul mercato della sola energia sono limitati al massimo al prezzo di esercizio, ma ai fornitori di capacità viene assicurata in cambio una remunerazione fissa e certa della capacità.

(159) Il fornitore di capacità sarà soggetto all'obbligo di rimborso, indipendentemente dal fatto che vendesse energia elettrica a prezzi elevati durante il relativo periodo di regolazione.

(160) È importante aggiungere che l'opzione di affidabilità è concepita in maniera tale che le indisponibilità pianificate e non pianificate degli attivi debitamente comunicate in anticipo siano esentate da tale obbligo di rimborso nella misura di tale indisponibilità. In effetti l'obbligo di rimborso mira a evitare profitti accidentali rimborsando proventi imprevisti dal mercato dell'energia. Tuttavia, in caso di indisponibilità (pianificate e non pianificate), non viene fornita energia. Di conseguenza in caso di indisponibilità (debitamente comunicate), è impossibile per il fornitore di capacità ottenere proventi maggiori dall'energia derivanti dagli elevati picchi di prezzo; pertanto in tali circostanze non si dovrebbe applicare alcun obbligo di rimborso.

(161) Le unità di gestione della domanda e altra capacità non aventi un obbligo di programmazione giornaliera sono soggette all'obbligo di rimborso nel caso in cui il prezzo di riferimento superi il loro prezzo di mercato dichiarato (cfr. considerando 156).

(162) Le autorità belghe si sono impegnate a svolgere un'analisi tecnica ed economica che esaminerà le offerte e i risultati delle aste, dedicando particolare attenzione all'effetto dell'obbligo di rimborso. L'analisi sarà effettuata ogni due anni, a partire dalla prima asta nella primavera del 2022. I risultati dell'analisi saranno sottoposti a consultazione pubblica.

2.7.3.2. Meccanismi di *stop-loss*

(163) Il Belgio attuerà inoltre un meccanismo di *stop-loss* (stop alle perdite) in relazione tanto all'obbligo di rimborso (collegato alle opzioni di affidabilità) quanto alle sanzioni per indisponibilità, che vengono applicati cumulativamente (cfr. sezione 2.8.4).

(164) Tale meccanismo di *stop-loss* implica che il fornitore di capacità nel contesto del MRC non dovrà mai rimborsare un importo superiore al valore della sua remunerazione annuale della capacità. In altre parole nel caso in cui il valore del contratto venga ridotto a zero, non vi è alcun obbligo di pagamento (né per le opzioni di affidabilità, né per i pagamenti per la disponibilità). Questo principio implica un'utile limitazione del rischio per il fornitore di capacità, consentendo offerte a zero nel caso in cui la «carenza di proventi» nel mercato dell'energia si riduca a zero. Al

contrario, in assenza di tale meccanismo di *stop-loss*, il fornitore di capacità rischierebbe di essere soggetto a un obbligo di rimborso e/o a una sanzione, anche nel caso in cui non registrasse una carenza di proventi e avesse un valore contrattuale per la capacità pari a 0 EUR. Al fine di coprire tale rischio, un fornitore di capacità non presenterebbe mai un'offerta a 0 EUR/MW/anno (anche nel caso in cui non avesse una carenza di proventi) in assenza di attuazione di questo meccanismo di *stop-loss*.

2.8. **Monitoraggio della disponibilità, prove e sanzioni**

2.8.1. *Controllo antecedente la consegna*

(165) Durante il periodo antecedente la consegna (ossia il periodo successivo alla selezione di una CMU nel contesto di un'asta ma prima dell'inizio del periodo di consegna), i fornitori di capacità selezionati sono tenuti a rispettare una serie di requisiti per assicurare che la capacità loro aggiudicata sarà disponibile all'inizio del periodo di consegna e che contribuiscano alla sicurezza dell'approvvigionamento. Tali requisiti intendono in particolare attenuare il rischio di gioco e coprire l'incertezza intrinseca in nuovi investimenti (ad esempio ritardo nei lavori di costruzione).

(166) È richiesta una garanzia finanziaria condizionale per assicurare il soddisfacimento richiesto e puntuale di tutti gli obblighi in materia di controlli antecedenti la consegna derivanti dal contratto di capacità e/o dalla disciplina sul funzionamento delle norme sul mercato del MRC (cfr. considerando 108). In caso di mancato rispetto degli obblighi in capo a un fornitore di capacità durante un periodo antecedente la consegna può essere invocata la garanzia finanziaria.

(167) Per le CMU esistenti saranno organizzate prove di disponibilità antecedenti la consegna, alle quali si applicano sanzioni in caso di non conformità. Inoltre per le CMU aggiuntive e virtuali, sono previsti ulteriori obblighi e requisiti di monitoraggio tra Y-4 e il periodo di consegna. Il monitoraggio prima della consegna di tali nuove capacità si baserà sulla pianificazione dettagliata del progetto fornita dal fornitore di capacità. Nel caso in cui il fornitore di capacità non soddisfi le tappe fissate nella pianificazione del progetto, incorrendo in un ritardo residuo, si applicheranno sanzioni, comprese sanzioni pecuniarie (coperte dalla garanzia finanziaria) oppure in alcuni casi la riduzione della capacità inizialmente aggiudicata (e quindi la remunerazione della capacità per ciascun anno) e/o la riduzione della durata del contratto di capacità (e quindi del numero di anni durante i quali sarà percepita una remunerazione della capacità).

2.8.2. *Monitoraggio della disponibilità*

(168) Il TSO belga assicura la disponibilità di tutte le CMU aggiudicatarie (tenendo conto del *derating*) al fine di conseguire il livello obiettivo di sicurezza dell'approvvigionamento. Posto che l'obiettivo principale del MRC consiste nell'assicurare un livello adeguato di capacità del sistema, il monitoraggio della disponibilità avviene in momenti pertinenti per la sicurezza dell'approvvigionamento. A tale proposito viene definito un evento attivatore del monitoraggio della disponibilità (evento attivatore) con l'obbiettivo di individuare i momenti pertinenti dal punto di vista dell'adeguatezza e durante i quali il TSO monitorerà la disponibilità delle CMU.

(169) L'evento attivatore si basa sul prezzo di mercato del giorno prima. Le motivazioni per optare per il prezzo di mercato del giorno prima sono le stesse dell'obbligo di rimborso, come illustrato nella sezione 2.7.2. Durante i momenti degli eventi attivatori (ossia i momenti durante i quali il prezzo di mercato del giorno prima supera l'evento attivatore), il TSO può verificare se la capacità approvvigionata sia effettivamente in grado di rispondere a un segnale del mercato del giorno prima. Se la capacità non soddisfa la capacità soggetta ad obbligo ([74]) (sulla base dei termini e delle condizioni del contratto di capacità e alle norme sul funzionamento), la parte dell'obbligo che non era disponibile è passibile di sanzioni, fatto salvo il caso in cui la CMU possa coprire la differenza positiva tra la capacità soggetta ad obbligo e quella disponibile ([75]) tramite il mercato secondario del MRC (cfr. sezione 2.9). Vendendo gli obblighi sul mercato secondario, il fornitore di capacità può ridurre in modo efficace la capacità soggetta ad obbligo al fine di evitare una discrepanza tra la capacità soggetta ad obbligo e quella disponibile e, quindi, sanzioni.

(170) Per il calcolo della capacità obbligata soggetta ad obbligo si distingue tra mezzi vincolati alla generazione di energia e mezzi non vincolati alla generazione di energia in quanto contribuiscono in modo diverso alla sicurezza dell'approvvigionamento. Un mezzo vincolato alla generazione di energia (ad esempio batterie, gestione della domanda) può essere disponibile soltanto per un certo numero di ore consecutive, mentre tali vincoli non si applicano ai mezzi non vincolati alla generazione di energia.

([74]) Il volume che una CMU è tenuta a rendere disponibile durante le prove di disponibilità e il monitoraggio della disponibilità.

([75]) La capacità della CMU effettivamente disponibile durante il meccanismo di monitoraggio della disponibilità o la prova di disponibilità.

(171) Per i mezzi non vincolati alla generazione di energia (ad esempio impianti termici, parchi eolici), la durata del momento dell'evento attivatore (espresso in numero di ore) non incide sulla capacità disponibile. In media tali mezzi dovrebbero essere in grado di fornire almeno la loro capacità *derated*. Di conseguenza ad ogni ora dell'evento attivatore del contratto di capacità, la capacità soggetta ad obbligo è pari alla capacità *derated* del mezzo in questione come determinata in fase di preselezione.

(172) Dato che i mezzi vincolati alla generazione di energia (ad esempio batterie, gestione della domanda) possono essere disponibili soltanto per un certo numero di ore consecutive, durante la fase di preselezione tali CMU possono selezionare un determinato accordi sul livello di servizio. Di conseguenza la capacità soggetta ad obbligo corrisponde alla loro capacità non *derated* per le ore entro i loro vincoli di generazione di energia. La capacità soggetta ad obbligo sarà pari a 0 MW per qualsiasi altra ora dell'evento attivatore nello stesso giorno. La CMU si riserva la libertà di dispacciare il proprio mezzo per qualsiasi momento dell'evento attivatore di una serie di ore di tale evento scelti dalla stessa, a condizione che abbia consegnato quanto meno il quantitativo di energia di cui al corrispondente accordo sul livello dei servizi per tutte le ore dell'evento attivatore di un giorno.

(173) Si presume che i fornitori soggetti a obbligo di programma giornaliero nel mercato dell'energia abbiano una capacità disponibile per ciascuna ora dell'evento attivatore della potenza massima (Pmax) disponibile ([76]).

(174) Al contrario vi è meno visibilità sulla disponibilità effettiva per i fornitori di capacità non soggetti a tale obbligo di programmazione. Di conseguenza tali ultimi fornitori di capacità sono sempre tenuti a comunicare, prima della chiusura del mercato del giorno prima, un prezzo del giorno prima al di sopra del quale consegnerebbero energia al mercato con la CMU in conformità quanto meno della capacità soggetta ad obbligo, che può essere superiore al prezzo dell'evento attivatore. Se la compensazione del mercato avviene al di sotto di tale prezzo, si presume che l'unità sia disponibile (ma non stia fornendo energia) sulla base di una dichiarazione. In caso di compensazione del mercato superiore al prezzo del giorno prima dichiarato, il TSO verificherà la consegna dell'energia. In questo modo il monitoraggio non impone la consegna di energia durante tutti i momenti dell'evento attivatore, ma soltanto nel caso in cui le condizioni di mercato siano favorevoli per la CMU (ossia il prezzo del giorno prima dichiarato).

(175) Facoltativamente il fornitore di capacità non soggetto ad obbligo di programmazione può altresì dichiarare altri prezzi per indicare la consegna su altri mercati (mercato infragiornaliero o mercato di bilanciamento) e/o per volumi inferiori. Ciò mira a rispecchiare il funzionamento del mercato in quanto parte dell'energia può essere venduta con una maggiore approssimazione rispetto al tempo reale. Il TSO monitorerà la disponibilità utilizzando il prezzo che corrisponde al momento della consegna dell'energia. Nel caso in cui il prezzo o i prezzi dichiarati non vengano mai superati sui rispettivi mercati, il mezzo in questione non sarà sufficientemente visibile sul mercato e sarà di conseguenza più incline a essere sottoposto a prove. Le norme sul funzionamento del MRC includeranno il diritto per il TSO di richiedere un certo numero di prove durante un periodo di consegna (cfr. sezione 2.8.3).

(176) Secondo il Belgio vi sono due fattori principali per i quali un fornitore di capacità dichiara prezzi corretti per le proprie CMU, per quanto riguarda l'obbligo di rimborso e il monitoraggio della disponibilità:

a) il dispacciamento riuscito della CMU in risposta a un prezzo dichiarato contribuisce alla credibilità della capacità dell'unità di rispondere al mercato. Come affermato in precedenza, ciò ridurrà la possibilità di prove di disponibilità. I costi associati a tali prove sono a carico del fornitore di capacità (cfr. considerando 181) e ciò crea un incentivo a mostrare la disponibilità attraverso il meccanismo dei prezzi dichiarati;

b) durante le ore dell'evento attivatore con obbligo di rimborso, il dispacciamento della CMU sarà verificato secondo i prezzi dichiarati dal fornitore di capacità. In altre parole il TSO dovrebbe essere in grado di misurare il volume comunicato da consegnare nonché il margine da trattenere. Ad esempio: se una CMU ha indicato che, sulla base dei prezzi di mercato risultanti, dispaccia energia al 90 % della capacità aggiudicata, dovrebbe essere misurata una consegna del 90 % e un margine del 10 % rispetto al limite tecnico. Il mancato rispetto della consegna dell'energia o del margine comunicati comporterà sanzioni relative alla disponibilità. Ciò evita false dichiarazioni di prezzi per omettere l'obbligo di rimborso. Al di fuori degli orari dell'evento attivatore con obbligo di rimborso, tali controlli non verranno effettuati in quanto non vi è alcun guadagno potenziale per il fornitore di capacità.

([76]) La potenza massima (in MW) che il punto di consegna può immettere nella (o rimuovere dalla) rete di Elia per un determinato quarto d'ora, tenuto conto di tutte le restrizioni tecniche, operative, meteorologiche o di altro tipo note al momento della notifica ad Elia unitamente al programma giornaliero, senza tener conto dell'eventuale partecipazione del punto di consegna alla fornitura di servizi di bilanciamento.

2.8.3. *Prove*

(177) Elia può verificare la disponibilità di una CMU tramite prove della disponibilità senza preavviso. Tali prove saranno comunicate da Elia al fornitore di capacità tra le 15:00 CET e le 15:30 CET del giorno antecedente la prova della disponibilità, ossia nello stesso momento in cui viene comunicata l'individuazione delle ore dell'evento attivatore.

(178) Elia può sottoporre a prova con successo una CMU fino a tre volte durante il periodo invernale e una volta al di fuori del periodo invernale. Inoltre Elia si riserva il diritto di sottoporre a prova con successo al massimo una volta l'intera durata dell'accordo sul livello dei servizi (se presente). Elia non effettuerà prove della disponibilità in un periodo nel quale è stato preventivamente informato dell'indisponibilità pianificata per la relativa CMU in relazione alla (parte della) capacità non disponibile (ossia la capacità soggetta ad obbligo è limitata a quanto è noto essere disponibile).

(179) Elia selezionerà le CMU da sottoporre a prova secondo una procedura interna, che non sarà resa pubblica. Tuttavia Elia baserà la propria procedura su criteri che includono, a titolo esemplificativo ma non esaustivo:

a) l'ammontare della disponibilità comprovata di una CMU rispetto a tutte le altre CMU oggetto di contratto di capacità per il periodo di consegna in corso;

b) prove della disponibilità precedentemente non superate dalla CMU;

c) capacità mancante durante il monitoraggio della disponibilità;

d) correlazione della produzione della CMU con i prezzi di mercato dichiarati.

(180) Quando Elia notifica al fornitore di capacità la prova della disponibilità unitamente alla sua durata prevista (durata integrale dell'accordo sul livello dei servizi o un quarto d'ora), tale notifica deve contenere altresì l'ora di inizio e di fine. Entro tale periodo il fornitore di capacità è libero di organizzare la fornitura di energia come meglio crede.

(181) Qualsiasi capacità mancante durante tale periodo è soggetta a una sanzione relativa alla disponibilità. Eventuali costi delle prove della disponibilità sono a carico del fornitore di capacità.

2.8.4. *Sanzioni*

(182) L'eventuale mancanza di capacità, ossia una differenza positiva tra la capacità soggetta ad obbligo e quella disponibile, durante un'ora dell'evento attivatore è soggetta a una sanzione relativa alla disponibilità.

(183) L'importo totale delle sanzioni relative alla disponibilità che un fornitore di capacità può vedersi comminare per una CMU, per un periodo di consegna e per la capacità mancante a fronte di un obbligo sul mercato primario o di un'operazione sul mercato secondario il cui periodo di transazione copre quanto meno un periodo di consegna completo, è limitato ai prezzi di offerta selezionati aggiudicati nelle aste per il periodo di consegna moltiplicati per le capacità aggiudicate nelle aste.

(184) L'importo totale delle sanzioni relative alla disponibilità che un fornitore di capacità può vedersi comminare per una CMU, per un mese e per la capacità mancante derivante da un obbligo sul mercato primario o di un'operazione sul mercato secondario il cui periodo di transazione copre quanto meno un periodo di consegna completo, è limitato al 20 % dei prezzi di offerta selezionati aggiudicati nelle aste per il periodo di consegna moltiplicati per le capacità aggiudicate nelle aste.

(185) Nel caso in cui venga accertata una capacità mancante superiore al 20 % della capacità soggetta ad obbligo durante tre momenti distinti dell'evento attivatore e/o durante le prove di disponibilità per la stessa CMU, Elia emette una revisione al ribasso della remunerazione della capacità per tale CMU proporzionale alla capacità massima mancante stabilita durante tale periodo. Il fornitore di capacità conserva tuttavia un obbligo di disponibilità e resta soggetto a eventuali sanzioni relative alla disponibilità per tale CMU come previsto nel contratto di capacità originale. Il valore totale del contratto non viene modificato. La remunerazione della capacità originaria viene ripristinata dopo che la CMU ha fornito con successo la sua capacità soggetta ad obbligo, corrispondente alla capacità contrattuale e all'accordo sul livello dei servizi contenuto nel contratto primario, durante tre momenti consecutivi dell'evento attivatore o prove di disponibilità.

(186) Nel caso in cui la CMU sia stata soggetta a una revisione al ribasso della remunerazione della capacità durante due successivi periodi di consegna e ogni volta la CMU non sia riuscita a ripristinare la remunerazione della capacità originale entro 12 settimane da ciascuna revisione, la CMU perde la possibilità di ripristinare la remunerazione della capacità originale e tutti i contratti di capacità applicabili a periodi di consegna a partire da quello oggetto della prima asta Y-1 successiva dopo l'applicazione di questa clausola sono risolti.

2.9. **Mercato secondario**

(187) Il Belgio istituirà un mercato secondario per offrire ai fornitori di capacità un meccanismo per migliorare la loro gestione del rischio nel contesto del MRC. Infatti, nel caso in cui un fornitore di capacità si trovi di fronte a una disponibilità inferiore al previsto (inferiore alla sua capacità soggetta ad obbligo calcolata secondo le norme di mercato) ha la possibilità di coprire la differenza positiva tra la sua capacità soggetta ad obbligo aggiudicata e la sua capacità disponibile ricorrendo al mercato secondario, senza essere soggetto ad alcuna sanzione per l'indisponibilità. In caso di transazioni sul mercato secondario, viene eseguito un trasferimento completo delle obbligazioni, compreso il prezzo di esercizio dell'obbligo iniziale.

(188) Il mercato secondario sarà attuato al più tardi 1 anno prima dell'inizio del primo periodo di consegna. Le modalità del meccanismo del mercato secondario sono descritte nelle norme sul funzionamento del MRC.

2.10. **Partecipazione alla capacità transfrontaliera**

(189) Il Belgio consentirà alla capacità estera situata in uno Stato membro che ha una connessione di rete diretta con il Belgio di partecipare dalla prima consegna. Le norme sono stabilite tramite un regio decreto ([77]). Secondo il Belgio, dato che le metodologie, le norme comuni e i termini di cui all'articolo 26, paragrafo 11, del regolamento sull'energia elettrica sono stati approvati soltanto nel dicembre del 2020 ([78]) e dato che i TSO non sono ancora stati in grado di concludere gli accordi necessari, non è stato possibile organizzare la partecipazione transfrontaliera a partire dalla prima asta Y-4. Secondo le autorità belghe, tale possibilità sarà messa in atto il prima possibile. Nel frattempo è stato riservato un volume in occasione dell'asta Y-1, garantendo la partecipazione della capacità transfrontaliera a partire dal primo anno di consegna, ossia dal 2025.

(190) La partecipazione sarà aperta a tutte le tecnologie. Si distinguono due tipi di capacità estera: diretta e indiretta.

2.10.1. *Partecipazione della capacità estera indiretta*

(191) La capacità estera indiretta è la capacità situata in Stati membri limitrofi. Per ciascuno degli Stati membri limitrofi viene organizzata una pre-asta. Data la limitata capacità sugli interconnettori, tale pre-asta mira ad assicurare una preselezione efficiente, trattandosi di un presupposto dell'asta principale. Ciascuna pre-asta avrà inizio entro e non oltre il 1º giugno e sarà organizzata dal TSO secondo le istruzioni impartite dal ministro di cui all'articolo 7 *undecies*, sesto comma, della legge sull'energia elettrica, e specificate da uno Stato membro limitrofo. Nelle sue istruzioni, il ministro può decidere, se del caso, di non organizzare una pre-asta con uno Stato membro limitrofo. I parametri della pre-asta sono gli stessi dei parametri dell'asta corrispondente. Tuttavia il prezzo di riferimento per ciascuno Stato membro limitrofo riflette il prezzo che sarebbe stato ottenuto dal fornitore di capacità estero indiretto sui mercati dell'energia elettrica gestiti dall'operatore designato del mercato dell'energia ([79]) individuato dalla capacità estera indiretta.

(192) Ogni anno il TSO determina la capacità in entrata massima disponibile per la partecipazione di capacità estera indiretta di ciascuno Stato membro limitrofo, sulla base della raccomandazione del centro di coordinamento regionale di cui all'articolo 26, paragrafo 7, del regolamento sull'energia elettrica, in conformità con la metodologia approvata dall'ACER di cui all'articolo 26, paragrafo 11, lettera a), del medesimo regolamento.

(193) In attesa dell'adozione delle strategie, delle proposte o delle decisioni pertinenti di attuazione dell'articolo 26 del regolamento sull'energia elettrica, il contributo di ciascuna zona di mercato direttamente connessa con il Belgio è determinato dal contributo di tali zone durante le ore di scarsità simulate sulla base della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse o della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse.

([77]) Progetto di regio decreto recante fissazione delle condizioni alle quali i titolari di capacità estera diretta e indiretta possono partecipare alla procedura di preselezione nel contesto del meccanismo di remunerazione della capacità.

([78]) Cfr. decisione dell'ACER n. 36/2020 del 22 dicembre 2020 sulle specifiche tecniche per la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di capacità.

([79]) Per «operatore designato del mercato dell'energia» si intende un soggetto designato dall'autorità competente per svolgere mansioni relative al *coupling* unico del giorno prima o al *coupling* unico infragiornaliero (cfr. l'articolo 2 del regolamento sull'energia elettrica).

(194) Altre condizioni che disciplinano la partecipazione transfrontaliera sono fornite nella decisione dell'ACER n. 36/2020 sulle specifiche tecniche per la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di capacità.

(195) Laddove esista una connessione alla capacità netta di trasmissione modellizzata tra il Belgio e un'altra zona di mercato connessa elettricamente direttamente, allora:

a) per ciascuna ora di scarsità simulata:

1) se la zona di mercato esporta in Belgio, il suo contributo è pari allo scambio di mercato simulato;

2) se la zona di mercato importa dal Belgio, il suo contributo è nullo;

b) la zona del mercato della capacità di entrata massima è definita corrispondere al contributo medio durante le ore di scarsità simulate.

(196) Se nella simulazione che integra il Belgio è definito un dominio basato sui flussi, allora:

a) si verifica innanzitutto la posizione netta del Belgio in termini di ore di scarsità simulate:

1) se la posizione netta del Belgio è positiva, il contributo delle altre zone di mercato nel dominio basato sui flussi è nullo;

2) se la posizione netta del Belgio è negativa, si verifica la posizione netta di altre zone di mercato:

— se la posizione netta di altre zone di mercato è negativa, il contributo di tale zona di mercato è nullo;

— per tutte le zone di mercato con posizione netta positiva, viene effettuata una media ponderata delle posizioni nette tra zone di mercato al fine di raggiungere il livello della posizione netta del Belgio;

b) la capacità in entrata massima di una zona di mercato è definita corrispondere al suo contributo medio durante le ore di scarsità simulate.

(197) La capacità estera indiretta che desidera presentare un'offerta durante la pre-asta fornisce al TSO le informazioni sul volume di capacità offerto dopo l'applicazione del fattore di *derating*, il prezzo offerto e le emissioni di CO_2 della capacità interessata.

(198) La capacità estera indiretta la cui offerta è stata selezionata al termine della pre-asta presenta un fascicolo di preselezione. La valutazione del fascicolo di preselezione sarà effettuata dal TSO limitrofo in collaborazione con Elia, secondo le norme previste dalle metodologie di cui all'articolo 26, paragrafo 11, lettera f), del regolamento sull'energia elettrica e, ove applicabile, conformemente all'accordo concluso tra i TSO.

2.10.2. *Partecipazione di capacità estera diretta situata in uno Stato membro limitrofo avente una connessione diretta alla rete belga e disconnessa dalla rete di Stati membri confinanti*

(199) Secondo le autorità belghe, la capacità estera diretta è la capacità situata in uno Stato membro limitrofo ma avente una connessione diretta ed esclusiva alla rete belga e disconnesso dalla rete di tale Stato membro limitrofo.

(200) La capacità deve inoltre essere ubicata in uno Stato membro limitrofo con il quale il Belgio ha concluso un accordo sulla partecipazione di capacità estera diretta al MRC, assicurando che:

a) la partecipazione di qualsiasi capacità estera diretta dipende da una dichiarazione dello Stato membro limitrofo in cui si trova la capacità, che la capacità in questione soddisfa una serie di requisiti tecnici, organizzativi e finanziari stabiliti nell'accordo e che tutte le autorizzazioni necessarie per la capacità in questione sono state rilasciate regolarmente e incondizionatamente o saranno rilasciate entro un termine ragionevole;

b) la partecipazione di qualsiasi capacità estera diretta dipende da una dichiarazione dello Stato membro limitrofo in cui si trova la capacità, che tale partecipazione non crea gravi problemi in termini di sicurezza dell'approvvigionamento nello Stato membro limitrofo o non lo priva dell'infrastruttura necessaria per affrontare adeguatamente problemi di congestione noti.

(201) Ai sensi dell'articolo 21, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica, tra ottobre e dicembre 2019, il Belgio ha svolto una consultazione con gli Stati membri limitrofi.

2.10.3. *Proventi generati dalla congestione*

(202) L'assegnazione dei proventi derivanti dall'allocazione di «ticket» transfrontalieri (ossia diritti di accesso per fornitori di capacità esteri per la partecipazione al MRC belga) è pienamente disciplinata dall'articolo 26, paragrafo 9, del regolamento sull'energia elettrica.

(203) Il Belgio ha riferito che i proventi derivanti dalla congestione saranno utilizzati per le finalità di cui all'articolo 19, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica, come previsto dall'articolo 26, paragrafo 9, del medesimo regolamento.

(204) Il Belgio ha confermato che si conformerà alla decisione dell'ACER n. 36/2020 che stabilisce tra l'altro la metodologia per la condivisione dei proventi derivanti dall'assegnazione di capacità in entrata.

2.11. **Cumulo**

(205) Ai sensi dell'articolo 3 del regio decreto sui criteri di ammissibilità relativi al sostegno cumulativo e alla soglia minima di partecipazione, è esclusa dalla fase di preselezione la capacità che già beneficia di aiuti al funzionamento. Le capacità che beneficiano di tali aiuti possono partecipare alla fase di preselezione a condizione che rinuncino all'aiuto in caso di aggiudicazione di un contratto del meccanismo di capacità. Un modulo che conferma tale impegno a rinunciare è pubblicato dal ministero dell'Energia. Inoltre le capacità si impegnano a non richiedere ulteriori aiuti al funzionamento durante il periodo in cui dispongono di un contratto di capacità quando presentano una domanda per la fase di preselezione.

2.12. **Bilancio e meccanismo di finanziamento**

2.12.1. *Bilancio*

(206) Il costo preciso della misura sarà stabilito dalle aste. Secondo l'ultima stima dei costi presentata dalle autorità belghe, eseguita nel gennaio 2021 dalla società di consulenza Haulogy, incaricata dalle autorità belghe, il costo complessivo della misura può essere stimato tra 238 e 253 milioni di EUR l'anno.

2.12.2. *Finanziamento delle misure*

(207) Il 16 luglio 2020 il parlamento belga ha adottato una risoluzione ([80]) che indica che i costi del MRC saranno finanziati tramite un «obbligo di servizio pubblico» da parte di Elia nel contesto delle tariffe di rete.

(208) Le autorità belghe indicano che il MRC è finanziato tramite oneri parafiscali o imposte assegnati a un beneficiario. Ai sensi dell'articolo 12, primo comma, della legge sull'energia elettrica, la connessione, l'uso delle infrastrutture e degli impianti elettrici e, se del caso, i servizi accessori del gestore di sistema sono soggetti alle tariffe per la gestione del sistema di trasmissione e delle reti aventi funzione di trasporto. Inoltre, ai sensi dell'articolo 12, tredicesimo comma, della legge sull'energia elettrica, il gestore di sistema comunica quanto prima agli utenti della propria rete le tariffe che deve applicare e le mette a disposizione di tutti coloro che ne fanno richiesta.

([80]) https://www.dekamer.be/kvvcr/showpage.cfm?section=/none&leftmenu=no&language=fr&cfm=/site/wwwcfm/flwb/flwbn.cfm?lang=F&legislat=55&dossierID=1220.

(209) Ai sensi dell'articolo 12, quinto comma, punto 11, della legge sull'energia elettrica, i costi netti degli incarichi di servizio pubblico imposti dalla presente legge devono essere presi in considerazione nelle tariffe in modo trasparente e non discriminatorio, in conformità con le leggi e le normative applicabili.

(210) Ai sensi dell'articolo 4, secondo comma, del decreto adottato dalla CREG il 28 giugno 2018 a norma dell'articolo 12 della legge sull'energia elettrica ([81]), e che determina le tariffe di rete per il periodo 2020-2023, le tariffe di rete sono i prezzi dovuti dagli utenti della rete al gestore di rete. Ai sensi dell'articolo 4, settimo comma, dello stesso decreto, la struttura tariffaria generale distingue le tariffe di trasporto, che coprono il totale dei proventi del gestore di sistema, e le tariffe per gli obblighi di servizio pubblico. L'articolo 6 del decreto prevede che le tariffe per gli obblighi di servizio pubblico compensino i costi netti per il soddisfacimento di tali obblighi, ivi compresi i costi di gestione e gli oneri finanziari, a carico del gestore di sistema e per i quali la legge, il decreto o l'ordinanza, o loro decreti attuativi, non hanno previsto uno specifico meccanismo di compensazione, mediante un sovraccarico o un altro prelievo, a fronte dell'adempimento del sistema.

(211) Su tale base, ogni anno il TSO sottoporrà all'approvazione della CREG una proposta tariffaria per l'obbligo di servizio pubblico, corredata da un bilancio comprensivo di una previsione di tutti i costi (remunerazione della capacità, costi di gestione e sviluppo del TSO) e dei proventi del MRC per l'anno successivo. La proposta tariffaria per l'obbligo di servizio pubblico terrà conto altresì del saldo riportato dall'esercizio precedente.

(212) Alla fine dell'anno, il TSO presenterà alla CREG per l'approvazione una relazione tariffaria, nella quale sono indicati i costi e i proventi effettivi dell'anno passato e il reddito derivante dall'applicazione della tariffa. La CREG, dopo aver verificato l'esattezza dei dati e la ragionevolezza dei costi di gestione e sviluppo del MRC sostenuti dal TSO, determinerà il saldo da riportare.

(213) Gli eventuali proventi legati al meccanismo MRC saranno utilizzati per la copertura dei costi compresi nella tariffa per gli obblighi di servizio pubblico, fermo restando l'articolo 26, nono comma, del regolamento sull'energia elettrica.

(214) La tariffa è applicata uniformemente su base EUR/MWh a tutti i consumatori (direttamente al consumatore connesso alla rete di trasporto o indirettamente, tramite il gestore del sistema di distribuzione, e ai fornitori, per i consumatori connessi alla rete di distribuzione).

(215) Le modalità specifiche di finanziamento del MRC saranno applicate non prima del gennaio del 2025, come previsto dall'articolo 7 *undecies*, quindicesimo comma, della legge sull'energia elettrica.

(216) Secondo la risoluzione del Parlamento, al più tardi a decorrere dal 2029, la tariffa sarà riscossa sulla base della potenza di picco in funzione dell'introduzione di contatori intelligenti nelle regioni. Di conseguenza, entro la fine del 2023, il governo effettuerà un'analisi della diffusione prevista dei contatori intelligenti.

2.13. **Durata**

(217) Il Belgio ha richiesto l'approvazione del MRC per il tempo massimo consentito di 10 anni ([82]) a partire dalla data della prima asta.

(218) Il Belgio si è impegnato a introdurre nella legge sull'energia elettrica una disposizione secondo la quale, se per tre anni consecutivi non viene concluso alcun nuovo contratto di capacità ai sensi dell'articolo 7 *undecies*, undicesimo comma, della legge sull'energia elettrica, nel contesto del MRC non saranno organizzate nuove aste a decorrere dall'anno successivo.

([81]) https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf.
([82]) Cfr. articolo 21, paragrafo 8, del regolamento sull'energia elettrica.

2.14. **Trasparenza dell'aiuto e imprese in difficoltà o soggette a un ordine di recupero pendente**

(219) Il Belgio ha affermato che si conformerà ai requisiti della comunicazione sulla trasparenza ([83]).

(220) Il Belgio si è impegnato a sospendere la concessione e/o il pagamento di qualsiasi aiuto nel contesto del regime di aiuti notificato a qualsiasi impresa che abbia beneficiato di un precedente aiuto illegale dichiarato incompatibile da una decisione della Commissione.

(221) Il Belgio ha affermato che non saranno concessi aiuti a beneficiari in difficoltà ([84]).

2.15. **Motivi per l'avvio del procedimento**

(222) La Commissione ha espresso dubbi in merito alla compatibilità di taluni aspetti della misura con il mercato interno.

(223) Sulla base delle informazioni disponibili e degli elementi descritti nella decisione di avvio, la Commissione ha chiesto l'invio di chiarimenti e osservazioni sulle questioni seguenti:

a) necessità della misura:

— eventualità o meno che il problema dell'adeguatezza delle risorse sia stato sufficientemente individuato e sia stato adeguatamente analizzato e quantificato dalle autorità belghe;

b) adeguatezza della misura:

— eventualità o meno che le norme di ammissibilità per accedere a contratti pluriennali garantiscano pari opportunità per tutte le tecnologie, in particolare per quelle che hanno costi di investimento elevati e fattori di *derating* elevati;

c) proporzionalità della misura:

— eventualità o meno che il volume da aggiudicare tramite asta sia proporzionato al conseguimento dell'obiettivo della sicurezza dell'approvvigionamento;

d) prevenzione di effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi:

— eventualità o meno che la misura eviti tali effetti dato che la capacità estera indiretta sarà ammissibile soltanto per contratti annuali e soggetta all'applicazione del massimale intermedio di prezzo;

— eventualità o meno che la misura non riduca gli incentivi a investire nella capacità di interconnessione.

(224) La Commissione nutriva inoltre dubbi circa la conformità della misura rispetto alle disposizioni intrinsecamente connesse del diritto dell'Unione, ossia gli articoli 22 e 24 del regolamento sull'energia elettrica.

3. **OSSERVAZIONI PRESENTATE DAGLI INTERESSATI**

(225) La presente sezione riepiloga le osservazioni ricevute dalla Commissione durante il periodo di consultazione da 15 interessati, in particolare da interessati attivi nel settore dell'energia, nonché da associazioni di categoria e da organizzazioni non governative. Sono pervenute osservazioni anche da un paese limitrofo e dal suo TSO.

3.1. **Necessità della misura**

(226) Diversi interessati hanno presentato osservazioni in merito alla dimostrazione della necessità di un MRC e al calcolo del volume per le aste, talvolta combinando entrambi gli argomenti.

([83]) Comunicazione della Commissione che modifica le comunicazioni della Commissione relative, rispettivamente, agli orientamenti dell'Unione europea per l'applicazione delle norme in materia di aiuti di Stato in relazione allo sviluppo rapido di reti a banda larga, agli orientamenti in materia di aiuti di Stato a finalità regionale 2014-2020, agli aiuti di Stato a favore delle opere cinematografiche e di altre opere audiovisive, agli orientamenti sugli aiuti di Stato destinati a promuovere gli investimenti per il finanziamento del rischio e agli orientamenti sugli aiuti di Stato agli aeroporti e alle compagnie aeree (GU C 198 del 27.6.2014, pag. 30).

([84]) Secondo la definizione di cui agli orientamenti sugli aiuti di Stato per il salvataggio e la ristrutturazione di imprese non finanziarie in difficoltà (GU C 249 del 31.7.2014, pag. 1).

(227) Quattro interessati hanno contestato il fatto che tale necessità sia stata sufficientemente dimostrata. Altri tre ne hanno confermato invece tale necessità e ne hanno sottolineato l'urgenza.

(228) Tre interessati hanno affermato che il ricorso allo scenario EU-HiLo non sembra idoneo per determinare il livello del problema dell'adeguatezza delle risorse, in quanto rischia di sovrastimare tale problema e di falsare il mercato dell'energia elettrica.

(229) Quattro interessati hanno sottolineato che la recente metodologia per la valutazione europea e la metodologia VOLL/CONE/RS sono pienamente applicabili al proposto MRC belga.

(230) Cinque interessati hanno sostenuto che gli studi sull'adeguatezza precedenti utilizzati per dimostrare la necessità del MRC non sono compatibili con la metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, in particolare:

a) secondo la metodologia per la valutazione europea, la banca dati sugli aspetti climatici deve essere limitata a 30 anni storici, mentre il Belgio ne ha utilizzati 35;

b) gli studi non tengono sufficientemente conto dei risultati attesi del piano di attuazione e/o dell'utilizzo dei proventi di mercato attesi anziché dei proventi mediani;

c) gli studi non tengono conto della prevista funzione di scarsità, né dell'inesistenza di massimali di prezzo, che violerebbe l'articolo 20, paragrafo 3, lettera c) e l'articolo 23, paragrafo 5, lettera e), del regolamento sull'energia elettrica;

d) un'accelerazione dell'introduzione dei contatori intelligenti e dello sviluppo dell'eolico offshore dovrebbero essere presi in considerazione nella valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse, come raccomandato nel parere della Commissione europea sul piano di attuazione belga. L'analisi della necessità di un MRC dovrebbe tenere conto altresì della norma del 70 % del minRAM.

(231) Un interessato ha sostenuto che il Belgio non può organizzare la prima asta nel 2021 sulla base di una valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse obsoleta e non conforme. A suo avviso il MRC non dovrebbe nemmeno essere attuato in attesa della pubblicazione della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse.

(232) Quattro interessati hanno sottolineato che il parametro di affidabilità utilizzato dal Belgio per dimostrare la necessità di un MRC e/o per calcolare il volume per la prima asta non è in linea con la metodologia richiesta dal regolamento sull'energia elettrica.

(233) Un interessato ha affermato che dovrebbe essere garantita la coerenza nelle procedure, nelle metodologie, nei dati e negli scenari che, da un lato, vengono utilizzati per dimostrare la necessità di un MRC e, dall'altro, vengono utilizzati per determinare il volume richiesto da mettere all'asta con tale MRC.

(234) Un altro interessato ha sottolineato che il parametro di affidabilità e la metodologia per definire i valori di VOLL e CONE potrebbero variare tra l'asta T-4 iniziale e le aste successive, determinando una definizione diversa del volume.

3.2. **Adeguatezza della misura**

3.2.1. *Scelta dello strumento*

(235) Tre interessati ritengono che una riserva strategica potrebbe affrontare meglio il problema di adeguatezza individuato rispetto a un MRC a livello di mercato. Taluni soggetti hanno affermato che l'opzione di una riserva strategica non è stata valutata.

3.2.2. *Apertura della misura a tutti i fornitori di capacità pertinenti*

(236) Un interessato ha proposto di creare un'asta T-2 al fine di evitare appalti eccessivi nel T-4 sulla base di ipotesi eccessivamente sicure, nonché per tenere conto di un parametro di affidabilità modificato basato sulla metodologia dell'ACER.

(237) Un interessato ha inoltre affermato che i titolari di capacità ammissibili alla partecipazione (come la cogenerazione di calore ed energia elettrica con una capacità superiore a 1 MW) sono esclusi dalla partecipazione se, durante un determinato periodo, beneficiano di aiuti al funzionamento attraverso certificati verdi (GSC) e/o certificati di cogenerazione (CHP).

3.3. **Effetto di incentivazione**

3.3.1. *Costi di investimento ammissibili*

(238) Un interessato ha sottolineato che le spese che consentono alla capacità di conformarsi alle norme ambientali previste dall'articolo 3, secondo comma, punto 1, del progetto di regio decreto sulle soglie di investimento non dovrebbero essere ammissibili a contratti di durata maggiore.

3.4. **Proporzionalità**

3.4.1. *Volume da approvvigionare*

(239) Secondo un interessato, i parametri che determinano la quantità di capacità da approvvigionare tramite asta dovrebbero essere approvati sulla base di una proposta dell'autorità di regolamentazione. Il medesimo interessato ha sostenuto che una proposta dell'autorità di regolamentazione non può essere modificata e che lo Stato membro può soltanto respingerla e richiedere una nuova proposta.

3.4.2. *Meccanismo di finanziamento*

(240) Un interessato ha affermato che gli attivi di stoccaggio dovrebbero essere esentati dall'obbligo di servizio pubblico per finanziare il MRC. L'esenzione dovrebbe includere lo stoccaggio tanto a monte quanto a valle del contatore.

(241) Un altro interessato ha sostenuto che il meccanismo di finanziamento può incidere sul volume di capacità del MRC. Ad esempio, collegare gli oneri per finanziare il MRC al consumo di energia elettrica durante i picchi di domanda potrebbe essere visto come un incentivo per gli interessati a ridurre i propri consumi durante i picchi di domanda, determinando una minore necessità di capacità da mettere all'asta.

3.5. **Prevenzione degli effetti indebiti sulla concorrenza e sugli scambi**

3.5.1. *Apertura della misura a tutti i fornitori di capacità pertinenti*

3.5.1.1. Aggregazione

(242) Due interessati hanno affermato che le attuali norme in materia di ammissibilità per i contratti pluriennali ostacolano l'aggregazione e, più specificamente, la norma secondo cui il mezzo di generazione avente la durata contrattuale inferiore in un portafoglio aggregato determina la durata del contratto per l'intero portafoglio.

(243) Altri due interessati hanno affermato che la soglia per l'aggregazione individuale dovrebbe essere adattata. Attualmente il progetto delle norme sul funzionamento del MRC prevede che le capacità soggette a obbligo di programmazione giornaliera non possano far parte di una CMU aggregata.

(244) Un interessato ha affermato che la partecipazione mediante aggregazione è impossibile per gli impianti di potenza superiore a 25 MW. L'interessato vorrebbe quindi che tale soglia fosse fissata a 75 MW.

3.5.1.2. Soglie di investimento

(245) Tre interessati hanno affermato che il livello delle soglie di investimento per i contratti pluriennali non è in linea con i recenti sviluppi del mercato e pertanto non rispetta la neutralità tecnologica e porterà a discriminazioni tra determinate classi tecnologiche (turbine a gas a ciclo combinato e turbine a gas a ciclo aperto di classe H/HL rispetto a quelle di classe F) e tra capacità esistenti e nuove.

(246) Un interessato ha sostenuto che anche gli investimenti che creano flessibilità o aumentano la capacità *derated* senza aumentare la capacità installata dovrebbero essere considerati costi ammissibili. Secondo tale interessato, sarebbero quindi esclusi dai contratti pluriennali gli investimenti in proponenti, l'ampliamento del serbatoio di energia di una batteria esistente oppure in capacità di stoccaggio per processi industriali.

3.5.1.3. Fattori di *derating*

(247) Due interessati hanno affermato che, rispetto ai meccanismi di capacità in paesi limitrofi, quali la Francia o il Regno Unito, i fattori di *derating* belgi rischiano di penalizzare pesantemente tecnologie quali lo stoccaggio, la gestione della domanda o le energie rinnovabili.

(248) Un interessato ha sostenuto che i fattori di *derating* contemplati dal MRC belga pubblicati nella decisione di avvio creano gravi ostacoli all'entrata nel mercato per lo stoccaggio, in particolare, e per i fornitori di capacità soggetta a limite di energia, in generale.

3.5.1.4. Obbligo di rimborso

(249) Due interessati hanno affermato che gli obblighi di rimborso previsti nei contratti di capacità discriminano tra unità del mercato della capacità «a programma completo» e «a programma non completo» e violano il principio del «prezzo di esercizio unico».

(250) Secondo un interessato, i meccanismi dell'«obbligo di rimborso» discriminano gli operatori di capacità a programma completo dato che non tengono conto delle attività di copertura di tali operatori, in ragione delle quali questi ultimi vendono una parte importante del loro volume previsto in anticipo sui mercati a termine, esponendosi a un rimborso di proventi che non hanno guadagnato. Al contrario gli operatori non a programma completo dispongono di una flessibilità notevole per dichiarare efficacemente i singoli prezzi di mercato che fungono da prezzo di esercizio, limitando il proprio rischio di dover rimborsare proventi non guadagnati e offrendo altresì possibili opportunità per evitare l'obbligo di rimborso.

(251) Un altro interessato ha sostenuto che l'obbligo di rimborso discrimina tra CMU a programma completo e non a programma completo innanzitutto in ragione dell'assenza di esenzione dall'obbligo di rimborso per la capacità che è già stata venduta sui mercati a termine (e non tenendo conto dei prezzi di scarsità) e, in secondo luogo, in ragione dell'introduzione del «prezzo di mercato dichiarato» per le CMU che non si sottopongono a programmi completi, introducendo in pratica prezzi di esercizio multipli.

3.5.1.5. Massimale intermedio di prezzo

(252) Un interessato ha espresso la preoccupazione secondo la quale l'introduzione di un massimale intermedio di prezzo distorcerà la concorrenza nel contesto dell'asta, dato che alcune capacità esistenti che richiedono investimenti per rimanere economicamente redditizie potrebbero non avere la garanzia di recuperare la loro «carenza di proventi» e potrebbero essere costrette a uscire dal mercato.

(253) Secondo un interessato, esiste un «divario di investimenti» sostanziale tra la soglia di investimento per i contratti triennali, attualmente 177 EUR/kW, e il massimale intermedio di prezzo, attualmente previsto tra 21-31 EUR/kW, il quale determina una discriminazione nei confronti delle capacità esistenti che richiedono investimenti che possono anche comportare una «carenza di proventi» significativa.

3.5.1.6. Capacità transfrontaliera diretta

(254) Due interessati hanno affermato che prevedere la possibilità di una partecipazione transfrontaliera diretta può avere effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi tra Stati membri.

(255) Secondo tali interessati, la partecipazione transfrontaliera diretta può ridurre gli incentivi a investire nella capacità di interconnessione. Inoltre la misura può minare l'accoppiamento dei mercati dato che il MRC potrebbe determinare una situazione nella quale i fornitori di capacità cercano di accedere al mercato più attraente con una connessione diretta ed esclusiva. Inoltre l'aiuto dovrebbe tener conto della misura in cui la capacità di interconnessione potrebbe porre rimedio a eventuali problemi di adeguatezza della capacità di generazione.

3.6. **Conformità rispetto al regolamento sull'energia elettrica**

3.6.1. *Interpretazione dell'articolo 24, paragrafo 1*

(256) Ai sensi dell'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, gli Stati membri possono includere nella valutazione dell'adeguatezza le sensibilità legate alle «specificità della domanda e dell'offerta di energia elettrica a livello nazionale». Nella decisione di avvio la Commissione ha sollevato dubbi in merito al fatto che il MRC sia in linea con l'articolo 24, paragrafo 1, dato che lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 belga ha utilizzato lo scenario EU-HiLo, basato su ipotesi sulla fornitura di energia elettrica francese. Cinque interessati hanno criticato l'interpretazione della Commissione dell'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, affermando che è troppo restrittiva.

(257) Tali interessati hanno sostenuto che la metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse conferma che le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse devono avere una portata regionale e possono includere ulteriori sensibilità. Non specifica né limita la natura di tali sensibilità aggiuntive. Come menzionato all'articolo 3, paragrafo 6, della suddetta metodologia, tali sensibilità possono riguardare un'ampia gamma di cambiamenti nelle ipotesi sull'intera portata geografica considerata, comprese diverse ipotesi relative ai dati immessi inizialmente quali le capacità installate.

(258) Un interessato ha osservato che anche la disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020 ([85]) («la disciplina») conferma nello specifico che la valutazione dell'adeguatezza delle risorse dovrebbe tener conto di una «valutazione dell'impatto della produzione variabile, anche proveniente da due sistemi contigui».

3.6.2. *Eliminazione amministrativa graduale*

(259) Due interessati hanno sottolineato che negli atti legislativi/di regolamentazione non è previsto l'abbandono graduale del MRC.

3.7. **Altre osservazioni**

3.7.1. *Sostenibilità*

(260) Due interessati hanno affermato che l'ampia quota di capacità riservata al gas nel MRC non è compatibile con gli obiettivi di decarbonizzazione dell'Unione e di eliminazione graduale delle sovvenzioni a favore dei combustibili fossili in linea con il Green Deal europeo, la disciplina e il sostegno alla neutralità climatica entro il 2050 fornito dal governo federale belga.

3.7.2. *Abbandono graduale del nucleare*

(261) Un interessato ha sottolineato che il Belgio sta valutando di mantenere 2 GW di energia nucleare qualora la relazione di valutazione sulle prime aste di capacità rilevi un problema imprevisto di sicurezza dell'approvvigionamento. Secondo tale interessato ciò solleva diverse questioni sulla necessità e sulla progettazione del MRC.

3.7.3. *Durata*

(262) Un interessato ha sottolineato che le modalità di aggiudicazione di contratti a lungo termine dovrebbero tenere conto della diminuzione dei problemi di adeguatezza nel corso dell'anno ed evitare qualsiasi effetto di «dipendenza».

(263) Un interessato ha fatto riferimento alla durata dei contratti (15 anni) potenzialmente superiore alla durata della misura (10 anni), una circostanza questa che sarebbe contraria alla natura temporanea della misura.

4. **OSSERVAZIONI DEL BELGIO**

(264) La presente sezione riepiloga le osservazioni ricevute dal Belgio il 22 ottobre 2020 in merito alla decisione di avvio e quelle ricevute il 24 dicembre 2020 in merito alle osservazioni di terzi. Include altresì informazioni aggiornate presentate dal Belgio il 28 gennaio 2021, il 1º marzo 2021, il 13 e il 27 aprile 2021, il 4, 5, 19, 26 maggio 2021 e il 17 agosto 2021.

([85]) GU C 200 del 28.6.2014, pag. 1, come modificata dalla rettifica adottata dalla Commissione (GU C 290 del 10.8.2016, pag. 11). Il 2 luglio 2020 la Commissione ha adottato una comunicazione che proroga al 31 dicembre 2021 la disciplina e che la modifica. Cfr. comunicazione C(2020) 4355 final.

4.1. **Necessità della misura**

(265) Secondo il Belgio, la sua analisi, sostenuta dal punto di vista del TSO, dimostra che, in ragione dell'abbandono graduale delle capacità nucleari tra il 2022 e il 2025, che attualmente rappresentano oltre la metà della capacità di generazione termica in Belgio, l'assenza del MRC pregiudicherebbe la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico del paese. Anche diversi altri studi condotti durante il periodo dal 2017 al 2020 da accademici, da istituti tecnologici e dall'Ufficio federale di pianificazione confermano tale necessità, indipendentemente dall'analisi del TSO.

(266) Il Belgio ha affermato che non soltanto lo scenario HiLo, ma anche quello del caso di base dell'UE, ha messo in evidenza un problema significativo in termini di sicurezza dell'approvvigionamento, ossia un valore LOLE più di tre volte superiore al suo criterio LOLE legale, una constatazione che giustifica la necessità di un intervento mediante un MRC.

(267) Il Belgio ha sottolineato che la metodologia su cui dovrebbe basarsi una valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse/valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse è stata approvata dall'ACER soltanto il 2 ottobre 2020. La metodologia dell'ACER prevede modifiche significative e contempla pertanto un'attuazione graduale, ossia la prima valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, che sarà pubblicata alla fine del 2021, comprenderà soltanto alcuni aspetti della metodologia dell'ACER. L'ENTSO per l'energia elettrica prevede che la piena attuazione della metodologia per la valutazione europea avverrà entro il 2023.

(268) Il Belgio ha affermato che non ci si poteva attendere la piena attuazione della metodologia dell'ACER per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse e la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse negli studi precedenti, dato che la metodologia non era ancora nota all'epoca. Tuttavia le autorità belghe hanno sottolineato che numerosi elementi importanti derivanti da tale metodologia erano già stati attuati prima della sua approvazione, ad esempio la valutazione della fattibilità economica, la modellizzazione basata sui flussi, la modellizzazione probabilistica e le evoluzioni in altri paesi.

(269) Il Belgio ha contestato l'affermazione secondo la quale il MRC non avrebbe dovuto essere attuato in attesa della pubblicazione della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse. Secondo le autorità belghe gli Stati membri possono altresì effettuare valutazioni nazionali complementari e valutare la necessità di un MRC sulla base di tale valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse e non possono attendere la piena attuazione di una valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse (prevista nel 2023).

(270) Per quanto concerne il parametro di affidabilità, il Belgio ha sottolineato che la metodologia per il calcolo dei valori di VOLL e CONE e la metodologia per la determinazione del parametro di affidabilità sono state pubblicate dall'ACER soltanto il 2 ottobre 2020. Non è quindi saggio, in termini di tempistiche, mettere in pausa il MRC in attesa della definizione di un nuovo parametro di affidabilità. Inoltre la competenza finale per la definizione del livello auspicato di sicurezza dell'approvvigionamento spetta allo Stato membro.

(271) Per quanto concerne gli anni climatici utilizzati negli studi sull'adeguatezza nazionale, il Belgio ha spiegato che tali studi, in assenza di una metodologia pubblicata, utilizzano per coerenza la stessa banca dati sugli aspetti climatici impiegata nelle previsioni dell'adeguatezza a medio termine.

(272) Per quanto concerne i proventi del mercato, il Belgio ha affermato che, negli studi nazionali sull'adeguatezza esistenti fino al 2019, i proventi previsti sono modellizzati utilizzando la mediana dei proventi di tutti gli anni simulati. Tale approccio, sebbene semplificato, può essere considerato come un riflesso dei proventi attesi, tenendo conto dei rischi di prezzo, riconosciuto nella metodologia dell'ACER come elemento rilevante.

(273) Per quanto riguarda i massimali di prezzo e la modellizzazione dell'interno mercato in generale, il Belgio ha spiegato che l'impostazione utilizzata negli studi nazionali sull'adeguatezza è identica a quella utilizzata a livello europeo (ENTSO per l'energia elettrica, PLEF). Tale approccio è considerato il migliore disponibile, che riflette la progettazione del mercato europeo, compresi i massimali tecnici di offerta prevalenti previsti dagli operatori designati del mercato dell'energia.

(274) Per quanto riguarda la funzione di determinazione dei prezzi che rifletta la scarsità dell'offerta, come indicato nel piano di attuazione aggiornato del Belgio, il paese sta valutando fino a che punto tale iniziativa possa essere prevista. Il Belgio ha spiegato che l'autorità nazionale di regolamentazione e il TSO stanno conducendo uno studio al riguardo.

(275) Il Belgio ha osservato che lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 ha già utilizzato le migliori proiezioni disponibili sull'introduzione della flessibilità e dell'eolico offshore, in conformità con il piano nazionale per l'energia e il clima, e ha applicato la norma del 70 % del minRAM. Nello scenario di base tale norma è considerata rispettata da tutti i paesi europei entro i termini.

(276) Per quanto concerne la preoccupazione relativa all'adeguatezza, il Belgio ha sostenuto che, se è vero che gli studi evidenziano una fluttuazione del fabbisogno di capacità specificamente calcolato, ciò non toglie che il fabbisogno di capacità nel 2025 richieda anche un intervento orientato verso nuove capacità.

(277) Dallo studio più recente sull'adeguatezza e sulla flessibilità emerge una necessità crescente di capacità tra il 2025 e il 2032.

4.2. **Adeguatezza della misura**

4.2.1. *Scelta dello strumento*

(278) Il Belgio non condivide il parere di alcuni interessati secondo cui una riserva strategica sarebbe preferibile a un MRC relativo all'intero mercato.

(279) Le autorità belghe hanno fatto riferimento allo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 che esamina uno scenario del mercato esclusivamente energetico (EOM) + riserva strategica e uno scenario EOM + MRC. Tale studio ha concluso che nello scenario EOM + riserva strategica, il criterio della sicurezza dell'approvvigionamento non verrebbe soddisfatto.

4.2.2. *Apertura della misura a tutti i fornitori di capacità pertinenti*

(280) Per quanto concerne l'asta T-2, il Belgio ha spiegato che, come avviene in altri Stati membri dotati di un MRC, un'asta T-4 e un'asta T-1 consentono a tutte le tecnologie, aventi un *lead time* più o meno lungo, di partecipare al meccanismo oltre a consentire allo Stato membro di disporre di una relativa certezza che si possa approvvigionare un volume sufficiente per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento nell'anno di consegna. La suddivisione dei volumi tra un'asta T-1 e T-2 rischia di ridurre eccessivamente la concorrenza in tali aste.

(281) Per quanto concerne l'utilizzo della capacità installata per calcolare la soglia di investimento, il Belgio ha asserito che l'aggiudicazione di contratti pluriennali alle CMU che contribuiscono maggiormente alla sicurezza dell'approvvigionamento è in linea con l'obiettivo comune del MRC.

(282) Secondo il Belgio, se per calcolare la soglia di investimento si tenesse conto della capacità di *derating* offerta dalla CMU anziché della capacità installata, le capacità aventi un fattore di *derating* elevato raggiungerebbero la soglia di investimento per contratti pluriennali più facilmente. Ciò comporterebbe un vantaggio rispetto ad altri pur offrendo il medesimo servizio.

(283) Per quanto concerne l'inammissibilità dei fornitori di capacità che beneficiano di altre misure di sostegno a partecipare al MRC, il Belgio ha sottolineato che consentire alle capacità di cogenerazione di beneficiare di entrambi i meccanismi creerebbe un rischio di sovracompensazione di tali capacità, una circostanza questa che determinerebbe altresì un vantaggio competitivo sleale nelle aste del MRC.

4.3. **Effetto di incentivazione**

4.3.1. *Costi di investimento ammissibili*

(284) Con riferimento all'osservazione secondo la quale le spese che consentono alla capacità di rispettare le norme ambientali non dovrebbero essere ammissibili per i contratti di durata più lunga, il Belgio ha chiarito che la presente proposta è diretta a garantire la parità di trattamento tra capacità nuove e quelle esistenti per quanto riguarda la classificazione delle capacità nei contratti di durata più lunga.

4.4. **Proporzionalità della misura**

4.4.1. *Volume da approvvigionare*

(285) Secondo il Belgio, la scelta in merito alla calibrazione del volume del MRC (scenario di riferimento) per la prima asta è stata effettuata sulla base della consulenza ricevuta dall'SPF Economia. Tale consulenza tiene conto di una ridotta disponibilità nucleare francese che è meno grave di quella raccomandata dal TSO (e meno grave dello scenario di dimensionamento utilizzato negli anni passati per determinare la dimensione della riserva strategica belga).

(286) Il Belgio ha affermato che il suo elevato tasso di interconnessione e la sua dipendenza dalle importazioni costituiscono una particolarità dell'approvvigionamento nazionale di energia elettrica. Ha inoltre affermato che l'inclusione di un'indisponibilità della capacità nucleare francese è l'unica sensibilità presa in considerazione, nonostante le autorità belghe rilevino diversi altri rischi nei paesi limitrofi (ad esempio abbandono accelerato del carbone, ritardi nella messa in servizio dell'infrastruttura di rete o nuova capacità).

(287) Il Belgio ha affermato che l'articolo 4 del progetto di regio decreto relativo alla metodologia per definire lo scenario di riferimento per ciascuna asta disciplina la selezione dello scenario di riferimento. Per ciascuna asta, lo scenario di riferimento è definito sulla base dei tre passaggi descritti di seguito e sottoposto a consultazione pubblica:

a) selezione di scenari/sensibilità sulla base della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse e/o valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse più recente.

— Per la prima asta (2021) è stato selezionato lo scenario delle previsioni del 2019 (ultimo studio europeo disponibile che è stato oggetto di consultazione a livello europeo);

b) aggiornamento di dati e ipotesi desunti dalle fonti disponibili più rilevanti.

— Per la prima asta (2021) sono stati inclusi gli aggiornamenti derivati dalla valutazione dell'adeguatezza di generazione del PLEF del 2020 ([86]);

c) selezione di ulteriori sensibilità che possono incidere sulla sicurezza dell'approvvigionamento belga.

— Per la prima asta (2021) è stato eliminato il valore equivalente a due unità nucleari in Francia, sulla base di quanto fatto nello studio del PLEF ai fini di un allineamento rispetto alle osservazioni storiche/previste in merito al parco nucleare in Francia, che non sono incluse alle lettere a) e b) di cui sopra ma che sono utilizzate dal TSO francese nella valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse francese («*Bilan Prévisionnel 2019*» ([87])).

(288) Il Belgio ha indicato che nella valutazione dell'adeguatezza di generazione del PLEF del 2020 viene presentata una «sensibilità a una riduzione della generazione nucleare» per imitare lo scenario di base adottato dal TSO francese per le sue valutazioni di adeguatezza. Tale sensibilità considera 1 700 MW di capacità nucleare come ulteriore indisponibilità.

(289) Il Belgio ha affermato che la sensibilità selezionata per il MRC corrisponde ai dati e alle ipotesi del caso di base della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse francese. Di conseguenza si dovrebbe presumere che tale scenario rappresenti parimenti il caso di base più adeguato per il Belgio, visto che tale aggiornamento è in linea con i dati e le ipotesi delle fonti disponibili più pertinenti. Non è quindi da qualificare come «caso HiLo» ma come scenario di base plausibile.

(290) Per quanto concerne l'affermazione secondo la quale i parametri che determinano la quantità di capacità approvvigionata nel contesto dell'asta dovrebbero essere approvati sulla base di una proposta dell'autorità di regolamentazione, il Belgio ha sostenuto che è stata preparata una modifica della legge MRC che afferma ciò. In attesa dell'approvazione formale di tale modifica, il regolamento sull'energia elettrica è già rispettato, ovvero l'autorità di regolamentazione ha pubblicato la propria proposta di metodologia per determinare i parametri di volume nel marzo 2020, inoltre redigerà una proposta entro febbraio 2021 per la curva di domanda della prima asta.

(291) La legge MRC modificata è stata pubblicata il 19 marzo 2021. Il 30 aprile 2021 è stato pubblicato il regio decreto con la metodologia per stabilire i parametri di volume. La CREG ha presentato una proposta di parametri di volume il 30 aprile 2021. Il 30 aprile 2021 è stato emanato un decreto ministeriale contenente le istruzioni per l'asta T-4 per l'anno di consegna 2025.

(292) Il Belgio ha affermato che il ragionamento secondo cui uno Stato membro non sarebbe in grado di discostarsi da una proposta dell'autorità di regolamentazione è un'affermazione per la quale non è possibile trovare alcuna base giuridica nel regolamento sull'energia elettrica e che sarebbe in contraddizione con la competenza dello Stato membro in materia di sicurezza dell'approvvigionamento.

4.4.2. *Meccanismo di finanziamento*

(293) Il Belgio ha spiegato che per il momento non è installato un numero sufficiente di contatori intelligenti nel paese da consentire un meccanismo di finanziamento basato sul consumo nel carico di punta. La legge MRC è stata modificata in maniera tale da consentire l'introduzione di tale modello nel 2025. Il Belgio ha inoltre spiegato che riconsidererà questo aspetto nel 2023 quando sarà pubblicata una relazione sull'introduzione dei contatori intelligenti.

([86]) https://www.elia.be/en/news/press-releases/2020/05/20200520_third-regional-generation-adequacy-assessment-report.
([87]) https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-06/bp2019_synthegse_12_1_0.pdf.

(294) Per quanto concerne l'affermazione secondo la quale gli attivi di stoccaggio dovrebbero essere esentati dall'obbligo di servizio pubblico di finanziare il MRC, il Belgio ha spiegato che si tratta di una questione più ampia di tariffe e imposte applicate allo stoccaggio di energia elettrica. A tale proposito, il Belgio ha confermato che applicherà gli orientamenti e i regolamenti previsti nel pacchetto sull'energia pulita (ad esempio la direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo) e le esenzioni previste dalla direttiva sulla tassazione dell'energia (direttiva 2003/96/CE del 27 ottobre 2003).

4.5. **Prevenzione degli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi**

4.5.1. *Apertura della misura a tutti i fornitori di capacità pertinenti*

4.5.1.1. Aggregazione

(295) Per quanto riguarda l'affermazione secondo la quale le norme attuali di ammissibilità per i contratti pluriennali ostacolano l'aggregazione, e più specificamente la norma secondo cui il mezzo di generazione avente la durata contrattuale inferiore in un portafoglio aggregato determina la durata del contratto per l'intero portafoglio, il Belgio ha sostenuto che il progetto di regio decreto e le norme sul funzionamento saranno modificate per consentire alle capacità con una durata contrattuale più lunga che desiderano aggregarsi di scegliere un contratto di durata più lunga.

(296) Tale aspetto è stato adattato nel regio decreto che fissa le soglie di investimento, i criteri di ammissibilità per i costi di investimento e la procedura di classificazione, nonché nelle norme sul funzionamento del MRC.

(297) Per quanto concerne il divieto di aggregazione per le capacità soggette a un obbligo di programma giornaliero, il Belgio ha dichiarato che non sembra opportuno a questo punto modificare tale elemento di progettazione, tuttavia richiederà un aggiornamento regolare in merito a tale divieto nelle valutazioni del MRC, per consentire modifiche se e laddove opportuno. Secondo il Belgio, le unità che rientrano in questa categoria sono sempre state e si prevede continueranno a essere soggette a procedure speciali di coordinamento. Tali procedure comprendono un obbligo di programmazione giornaliera precisa in MW, uno stretto coordinamento nella pianificazione delle indisponibilità e obblighi di mettere a disposizione la capacità (ad esempio bilanciamento). Tale metodo garantisce un funzionamento ben coordinato della rete in tempo reale. Una visualizzazione individuale su tali unità consente una corretta previsione dei flussi nonché di affrontare nel modo più efficiente possibile vincoli specifici, mentre in un insieme aggregato tale visualizzazione sarebbe «sfocata» e renderebbe il funzionamento della rete meno semplice ed efficiente.

(298) Inoltre la progettazione del MRC è stata calibrata per capacità rientranti in una categoria o nell'altra e il monitoraggio della disponibilità è allineato al loro contesto nel mercato dell'energia. Discostarsi da tale distinzione esistente potrebbe portare a una progettazione più complessa e potenzialmente meno robusta in relazione a molteplici aspetti. Ad esempio è difficile prevedere come si applicherebbe l'obbligo di rimborso per tale CMU, dato che le due parti della CMU aggregata potrebbero essere soggette a regimi diversi.

4.5.1.2. Soglie di investimento

(299) Per quanto concerne le soglie di investimento che determinano l'accesso a contratti a più lungo termine, il Belgio ha dichiarato che analizzerà i vari elementi con maggiore attenzione e comunicherà alla Commissione europea gli sviluppi preferiti.

(300) L'11 giugno 2021 il Belgio ha pubblicato un regio decreto che tiene conto delle osservazioni formulate dagli interessati in merito alle soglie di investimento.

(301) Per quanto concerne l'affermazione secondo la quale dovrebbero essere considerati costi ammissibili anche gli investimenti che creano flessibilità o aumentano la capacità *derated* senza aumentare la capacità installata, il Belgio ha affermato che, poiché il MRC è un mercato della capacità e non un mercato dell'energia, il paese si discosta dall'ipotesi che siano ammissibili soltanto gli investimenti che mantengono o ampliano la capacità. A titolo di esempio: i) per la gestione della domanda, gli investimenti che consentono un aumento della capacità installata [corrispondente alla differenza tra il consumo massimo (prelievo massimo) e il prelievo minimo (margine che non può essere distribuito)] possono vedersi aggiudicare un contratto di durata maggiore; mentre ii) per le unità termiche gli investimenti destinati ad aumentare l'affidabilità e quindi il *derating*, non sono ammissibili così come non lo sono nel caso della gestione della domanda.

(302) Il Belgio ha sottolineato che, sebbene tali costi non siano ammissibili per ottenere un contratto di durata maggiore, possono essere integrati nel prezzo di offerta della capacità.

4.5.1.3. Fattori di *derating*

(303) Per quanto concerne i fattori di *derating*, il Belgio ha affermato che la spiegazione di tali fattori, a prima vista, «inferiori» va ricercata nel fatto che i *derating* delle tecnologie soggette a limite di energia sono inferiori quando la loro proporzione nel sistema/paese aumenta. Infatti a fronte di quote elevate di tali tecnologie, il loro contributo non si limita ai momenti di scarsità. Il Belgio presenta la quota più elevata di risorse soggette a limite di energia rispetto ad altri paesi aventi un MRC, e tale circostanza aumenterà ulteriormente secondo lo scenario di riferimento del MRC (30 % nel 2025, rispetto a meno del 10 % in Francia, nel Regno Unito o in Irlanda). Tale tendenza, ossia il fatto che a fronte di una quota maggiore di risorse soggette a limite di energia il fattore di *derating* è minore, è confermata anche in altri paesi/in altre zone, ad esempio in Irlanda o nel Regno Unito.

(304) Il Belgio ha inoltre spiegato che è previsto un parere dell'autorità di regolamentazione sui fattori di *derating* proposti e che il TSO ha organizzato una riunione specifica della task force su questo argomento rivolta a tutti gli interessati all'inizio di gennaio 2021.

(305) Nella decisione ministeriale recante le istruzioni per l'asta Y-4 per l'anno di consegna 2025, pubblicata il 30 aprile 2021, è stata inserita una serie aggiornata di fattori di *derating*, che prevedeva valori più elevati per tali fattori per le capacità soggette a limite di energia, tenendo conto della loro durata massima di consegna.

4.5.1.4. Obbligo di rimborso

(306) Per quanto concerne l'obbligo di rimborso, il Belgio ha spiegato che la progettazione del prezzo di esercizio è stata oggetto di numerose discussioni in seno alla task force sul MRC. La soluzione risultante mira a trovare un equilibrio tra due considerazioni:

a) da un lato, l'obbligo di rimborso è una caratteristica fondamentale del MRC belga, sulla base di opzioni di affidabilità, e dovrebbe esserci una possibilità realistica di essere esposti al prezzo di esercizio in caso di prezzi di picco, al fine di evitare profitti accidentali;

b) dall'altro, le capacità non dovrebbero invece essere escluse dal MRC nel caso in cui si attivino soltanto a un prezzo di mercato superiore al livello del prezzo di esercizio.

4.5.1.5. Massimale intermedio di prezzo per la capacità nazionale

(307) Per quanto concerne il massimale intermedio di prezzo, il Belgio ha affermato di stare esaminando la possibilità di introdurre un meccanismo di deroga.

(308) Il regio decreto pubblicato il 30 aprile 2021 prevede in una deroga una procedura e un meccanismo che i soggetti possono utilizzare per dimostrare di essere soggetti a una «carenza di proventi» superiore a quella recuperabile grazie al massimale intermedio di prezzo.

4.5.2. *Proventi generati dalla congestione*

(309) Secondo il Belgio, la distribuzione e l'utilizzo dei canoni derivanti dall'assegnazione di ticket transfrontalieri al MRC seguono pienamente le norme stabilite dal regolamento sull'energia elettrica, in particolare l'articolo 26, paragrafo 9.

(310) Il Belgio ha affermato che le autorità nazionali di regolamentazione prendono decisioni in merito alla distribuzione dei proventi tra i TSO. L'utilizzo dei proventi generati dalla congestione da parte del TSO belga è disciplinato dalla metodologia tariffaria che prevede che il reddito complessivo copra i costi necessari al proseguimento delle attività soggette a regolamentazione.

(311) Il Belgio ha indicato che, quando i proventi sono condivisi con TSO limitrofi, il regolamento sull'energia elettrica disciplina l'uso di tali proventi.

(312) Il Belgio ha altresì confermato che si conformerà alla decisione dell'ACER n. 36/2020 che stabilisce tra l'altro la metodologia per la condivisione dei proventi derivanti dall'assegnazione di capacità in entrata.

4.5.3. *Massimale intermedio di prezzo per la capacità estera*

(313) Il Belgio ha indicato che la limitazione ai contratti annuali per la capacità indiretta estera sembra giustificata, in quanto non è possibile garantire che rimangano sufficienti ticket transfrontalieri per una determinata frontiera nell'arco di un contratto pluriennale.

(314) Il Belgio indica che se l'applicazione generale del massimale intermedio di prezzo alle capacità indirette estere scoraggia i partecipanti dal partecipare al meccanismo, possono essere prese in considerazione modifiche alla progettazione notificata (come la previsione di un meccanismo di concessione di deroghe).

(315) Il meccanismo di deroga di cui al considerando 308 si applica anche alle capacità indirette estere.

4.5.4. *Capacità transfrontaliera diretta*

(316) Il Belgio ha affermato che è stata redatta una modifica alla legge MRC che prevede che una condizione preliminare per la partecipazione di una capacità estera diretta sia la conclusione di un accordo tra il Belgio e lo Stato membro sul cui territorio è situata la capacità. Tale accordo dovrebbe, da un lato, assicurare al Belgio che le condizioni tecniche, organizzative e finanziarie saranno rispettate dal titolare della capacità e, dall'altro, assicurare allo Stato membro ospitante che tale partecipazione non causerà problemi alla sua sicurezza di approvvigionamento o alla sua gestione della congestione.

(317) La legge MRC, che recepisce tale modifica, è stata pubblicata il 19 marzo 2021.

4.6. **Conformità rispetto al regolamento sull'energia elettrica**

4.6.1. *Interpretazione dell'articolo 24, paragrafo 1*

(318) Il Belgio ha affermato che gli studi sull'adeguatezza delle risorse disponibili comprendono sensibilità relative a capacità estere. Il Belgio ritiene che tale inclusione sia pienamente in linea con il regolamento sull'energia elettrica, in quanto un'elevata dipendenza dalle importazioni dovrebbe essere considerata proprio come una «specificità della domanda e dell'offerta di energia elettrica a livello nazionale», come indicato all'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica. Ciò è sostenuto dalla portata regionale richiesta della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse.

4.6.2. *Eliminazione amministrativa graduale*

(319) Per quanto concerne la clausola di eliminazione amministrativa graduale, il Belgio ha sostenuto che, tenuto conto della struttura del MRC, i contratti possono e dovrebbero tendere a una remunerazione pari a zero.

(320) Come indicato al considerando 218 il Belgio si è impegnato a introdurre nella legge sull'energia elettrica una disposizione secondo la quale, se per tre anni consecutivi non viene concluso alcun nuovo contratto di capacità ai sensi dell'articolo 7 *undecies*, undicesimo comma, della legge sull'energia elettrica, nel contesto del MRC non saranno organizzate nuove aste a decorrere dall'anno successivo.

4.7. **Altre osservazioni**

4.7.1. *Sostenibilità*

(321) Il Belgio ha spiegato che il MRC è concepito per essere neutro in termini di tecnologia e non riserva alcuna capacità alle unità alimentate a gas. Inoltre sono state compiute numerose scelte progettuali destinate ad assicurare parità di condizioni e a promuovere attivamente la partecipazione di tecnologie innovative, quali la gestione della domanda e altre forme di flessibilità. La progettazione prevede ad esempio la riserva di un quantitativo sostanziale di capacità per l'asta T-1, che consentirà meglio alle tecnologie con lead time più brevi, quali la gestione della domanda o le batterie, di partecipare all'asta. Il volume è stimato a più di 1,5 GW disponibili al 100 %, che corrisponde a più di 3 o 4 GW dopo l'applicazione dei fattori di *derating*. Rispetto ad altri paesi europei, tale quota riservata all'asta T-1 è significativamente più elevata, ovvero per l'anno di consegna 2018/19, il Regno Unito ha accantonato 2,5 GW per l'asta T-1, rispetto ai 48,6 GW dell'asta T-4. Nel meccanismo di capacità irlandese, è previsto che tra il 2 % e il 5 % del fabbisogno di capacità sia riservato all'asta Y-1.

(322) Come indicato al considerando 109, i nuovi impianti alimentati con combustibili fossili, che potranno beneficiare di contratti di 15 anni, saranno vincolati dagli obiettivi stabiliti dall'Unione europea e/o dal Belgio in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra ai fini del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050.

(323) Inoltre il Belgio ha affermato di aver sviluppato un contesto attraente per lo sviluppo delle cosiddette tecnologie soggette a limite di energia (ad esempio attraverso la possibilità di partecipare ai mercati dei servizi ausiliari o l'agevolazione attraverso un meccanismo di trasferimento di energia). Ciò ha portato a quote elevate di gestione della domanda, una tendenza che aumenterà ulteriormente dato che si prevede che andando verso il 2025 nel sistema vengano aggiunti ulteriori elementi di stoccaggio e gestione della domanda.

(324) Infine il Belgio dispone attualmente di un livello di interconnessione in termini di energia elettrica pari a circa il 24 %, con una previsione di crescita verso il 33 % entro il 2030.

4.7.2. *Abbandono graduale del nucleare*

(325) Il Belgio ha affermato che la notifica resta basata sull'abbandono completo del nucleare. Ha inoltre spiegato che qualsiasi proposta di adeguamento, a seguito di una valutazione entro la fine di novembre 2021, sarà notificata.

4.7.3. *Durata*

(326) Il Belgio ha sostenuto che il motivo principale per cui sono stati introdotti contratti a lungo termine è quindi creare parità di condizioni tra le capacità esistenti, ammodernate e nuove. La preoccupazione di garantire tale parità di condizioni è valida tanto nella prima asta quanto nelle successive.

(327) Per quanto concerne la durata dei contratti (15 anni) e la natura temporanea della misura (10 anni), il Belgio ha osservato che occorre operare una distinzione tra la durata del contratto da un lato e l'organizzazione delle aste autorizzata dall'altro.

5. VALUTAZIONE DELLA MISURA

5.1. **Aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del trattato**

(328) Nella decisione di avvio, la Commissione è giunta alla conclusione preliminare secondo la quale la misura costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del trattato. Né il Belgio né alcun interessato hanno messo in discussione tale punto di vista.

(329) L'articolo 107, paragrafo 1, del trattato afferma che sono aiuti di Stato «gli aiuti concessi dagli Stati, ovvero mediante risorse statali, sotto qualsiasi forma».

(330) Secondo l'articolo 107, paragrafo 1, del trattato sono incompatibili con il mercato interno gli aiuti di Stato che «nella misura in cui incidano sugli scambi tra Stati membri, […] favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza».

(331) L'articolo 107, paragrafi 2 e 3, del trattato elenca le circostanze specifiche in cui gli aiuti sono o possono ciò nonostante essere considerati compatibili con il mercato interno. La valutazione della Commissione sull'applicabilità di tali circostanze nel caso di specie è esposta nella sezione 5.3.

5.1.1. *Imputabilità allo Stato e finanziamento con risorse statali*

(332) Affinché le misure possano qualificarsi come aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del trattato, a) devono essere imputabili allo Stato e b) devono comportare il coinvolgimento di risorse statali. Quest'ultima condizione significa che l'aiuto deve essere concesso direttamente dallo Stato o da un ente pubblico o privato designato o istituito dallo Stato ([88]). Come spiegato nella sezione 2.2, il MRC è stato istituito mediante legge federale, adottata il 22 aprile 2019, che modifica la legge federale sull'energia elettrica del 29 aprile 1999 sull'organizzazione del mercato belga dell'energia elettrica (diritto primario). Diverse disposizioni di attuazione per questo meccanismo

([88]) Sentenza della Corte del 22 marzo 1977, *Steinike & Weinlig/Repubblica federale di Germania*, causa 76/78, ECLI:EU:C:1977:52, punto 21; sentenza della Corte di giustizia del 13 marzo 2001, *PreussenElektra*, C-379/98, ECLI:EU:C:2001:160, punto 58; sentenza della Corte del 15 maggio 2019, *Achema e a.*, C-706/17, ECLI:EU:C:2019:407, punti 47 e seguenti.

di capacità sono previste nel contesto del diritto derivato come nel caso di regi decreti, decreti ministeriali e norme di regolamentazione del mercato approvate e contratti. Tutti questi elementi del diritto derivato hanno la loro base giuridica nella summenzionata legge federale sull'energia elettrica. Di conseguenza la misura è imputabile allo Stato belga.

(333) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso in via preliminare il proprio parere secondo il quale il MRC è finanziato con risorse statali. Il Belgio non ha contestato tale parere.

(334) Con il meccanismo di finanziamento descritto nella sezione 2.12.2, lo Stato belga crea un sistema nel contesto del quale i costi sostenuti dal TSO a causa del MRC sono integralmente compensati attraverso le tariffe di rete, che presentano le caratteristiche di un prelievo parafiscale. Lo Stato stabilisce infatti per legge una maggiorazione sul consumo di energia elettrica attraverso le tariffe di rete (cfr. considerando 208 e 209). Da un lato, la legge sull'energia elettrica prevede che il TSO sia tenuto a riscuotere tali tariffe direttamente dagli utenti della rete (cfr. considerando 208). D'altro lato, gli utenti della rete sui quali sono riscosse le tariffe sono tenuti a pagarle (cfr. considerando 210). Inoltre, come evidenziato al considerando 208, le tariffe di rete obbligatorie emanano dallo Stato, nel senso che lo Stato non si è limitato a rendere obbligatorio per un gruppo di privati un contributo che è stato introdotto e amministrato da un'associazione di tali privati come si rileva nella giurisprudenza nelle sentenze *Pearle* ([89]) e *Doux Élevage* ([90]). Di conseguenza, in linea con la sentenza della Corte di giustizia nella causa *Germania/Commissione europea*, le tariffe di rete si qualificano come un tributo imposto per legge ([91]).

(335) Di conseguenza la Commissione ritiene che il MRC sia finanziato con risorse statali, in quanto è alimentato dal ricavato di un prelievo parafiscale imposto dallo Stato che è gestito e ripartito conformemente alle disposizioni della legislazione. Infatti se il diritto nazionale prevede che un tributo si ripercuota su un determinato gruppo di persone, tale tributo è obbligatorio e quindi i fondi raccolti sono risorse statali ([92]).

5.1.2. *Vantaggio economico conferito a talune imprese o talune produzioni (vantaggio selettivo)*

(336) Ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del trattato, un vantaggio è un beneficio economico che un'impresa non avrebbe ottenuto in condizioni normali di mercato, ossia in assenza di un intervento dello Stato ([93]).

(337) Gli aggiudicatari nel contesto delle aste del MRC ricevono, attraverso tale meccanismo, una remunerazione che non riceverebbero se continuassero a operare sul mercato dell'energia elettrica in condizioni economiche normali, vendendo unicamente energia elettrica e servizi accessori. La misura conferisce pertanto un vantaggio economico alle imprese che partecipano alle aste del MRC con esito positivo. Tale vantaggio è selettivo in quanto favorisce solo alcune imprese, vale a dire gli aggiudicatari delle aste del MRC, che si trovano in una situazione di fatto e di diritto paragonabile a quella di altri fornitori di capacità che non hanno potuto, o non hanno voluto, partecipare alle aste del MRC o che hanno partecipato ma con esito negativo.

(338) Inoltre la misura conferisce un vantaggio selettivo soltanto a determinate imprese in grado di contribuire alla soluzione del problema di adeguatezza individuato, in quanto le capacità inferiori a 1 MW (cfr. considerando 69) sono escluse dalla partecipazione diretta al MRC (ossia in assenza di aggregazione, cfr. considerando 72), sebbene anch'esse possano contribuire a ridurre il problema di adeguatezza. Per il futuro, l'esistenza di una soglia minima per la partecipazione al MRC, anche se ridotta (considerando 70), continuerà ad escludere talune capacità da una partecipazione diretta (ossia in assenza di aggregazione) al MRC. Inoltre le capacità estere situate in Stati membri non limitrofi saranno escluse dal MRC (cfr. considerando 199). Di conseguenza, anche da questa prospettiva, la misura conferisce un vantaggio selettivo.

([89]) Sentenza della Corte del 15 luglio 2004, *Pearle e a.*, C-345/02, ECLI:EU:C:2004:448.
([90]) Sentenza della Corte del 30 maggio 2013, *Doux Élevage e Coopérative agricole*, C-677/11, ECLI:EU:C:2013:348.
([91]) Sentenza della Corte del 28 marzo 2019, *Repubblica federale di Germania/Commissione europea*, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, punto 68.
([92]) Cfr. sentenza della Corte del 28 marzo 2019, *Repubblica federale di Germania/Commissione europea*, C-405/16 P, ECLI:EU:C:2019:268, punti 68 e 72; sentenza della Corte del 15 maggio 2019, *Achema e a.*, C-706/17, ECLI:EU:C:2019:407, punto 57 e sentenza del Tribunale del 20 settembre 2019, *FVE Holýšov I s. r. o. e a./Commissione*, T-217/17, ECLI:EU:T:2019:633, punto 111.
([93]) Sentenza della Corte di giustizia dell'11 luglio 1996, *SFEI e altri*, C-39/94, ECLI:EU:C:1996:285, punto 60; sentenza della Corte di giustizia del 29 aprile 1999, *Spagna/Commissione*, C-342/96, ECLI:EU:C:1999:210, punto 41.

5.1.3. *Distorsione della concorrenza e degli scambi all'interno dell'Unione*

(339) La misura rischia di falsare la concorrenza e di incidere sugli scambi nel mercato interno. La generazione e la vendita di energia elettrica sui mercati all'ingrosso e al dettaglio sono attività aperte alla concorrenza in tutta l'Unione ([94]). Di conseguenza un vantaggio conferito tramite risorse statali a un'impresa del settore rischia di incidere sugli scambi all'interno dell'Unione e di falsare la concorrenza.

5.1.4. *Conclusione sulla valutazione a norma dell'articolo 107, paragrafo 1, del trattato*

(340) Di conseguenza, la misura costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, del trattato.

5.2. **Legittimità dell'aiuto**

(341) Notificando la misura in questione prima di darvi esecuzione, le autorità belghe hanno rispettato l'obbligo loro imposto dall'articolo 108, paragrafo 3, del trattato.

5.3. **Compatibilità della misura con il mercato interno**

(342) La Commissione ha valutato la misura notificata sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del trattato e della disciplina. In particolare, ha valutato la misura a norma della sezione 3.9 della disciplina ([95]), che fissa condizioni specifiche per l'aiuto all'adeguatezza della capacità di generazione.

(343) Ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del trattato, sono autorizzati «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 gli aiuti compatibili ai sensi di tale disposizione del trattato devono contribuire allo sviluppo di talune attività economiche. Inoltre l'aiuto non dovrebbe falsare la concorrenza in misura contraria all'interesse comune.

5.3.1. *Contributo allo sviluppo di un'attività economica*

(344) Ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del trattato, la misura deve contribuire allo sviluppo di talune attività economiche ([96]).

(345) La misura notificata sostiene lo sviluppo dell'attività economica nel settore dell'energia elettrica stimolando direttamente investimenti sufficienti in capacità di generazione, stoccaggio e gestione della domanda nuove ed esistenti per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica. Come effetto secondario ci si può attendere che la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica sostenuta dalla misura stimoli l'attività economica più in generale, dato che un approvvigionamento elettrico sicuro offre vantaggi a varie attività economiche che dipendono dall'energia elettrica come fattore produttivo.

(346) Il regime notificato contribuisce allo sviluppo di un'attività economica, come previsto dall'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del trattato.

5.3.2. *Agevolazione di un'attività economica ed effetto di incentivazione*

(347) Un aiuto ha un effetto di incentivazione se incentiva il beneficiario a modificare il proprio comportamento verso lo sviluppo di una determinata attività economica perseguita dall'aiuto e se il cambiamento di comportamento non si verificherebbe in assenza di tale aiuto ([97]). Orientamenti più specifici in merito all'interpretazione di questo criterio sono riportati al considerando 227, letto in combinato disposto con la sezione 3.2.4 della disciplina.

([94]) Cfr. regolamento sull'energia elettrica e direttiva (UE) 2019/944 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (GU L 158 del 14.6.2019, pag. 125).

([95]) Al punto 16 della disciplina, nella comunicazione C(2020) 4355 final è stata aggiunta la frase seguente: «[i] presenti orientamenti si applicano, tuttavia, alle imprese che al 31 dicembre 2019 non erano in difficoltà ma lo sono diventate nel periodo dal 1° gennaio 2020 al 30 giugno 2021».

([96]) Sentenza della Corte del 22 settembre 2020, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 20 e 24.

([97]) Cfr. in questo senso i punti 49 e 144 della disciplina.

(348) Il Belgio ha fornito una valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione dalla quale emerge che, in uno scenario controfattuale in assenza della misura, l'adeguatezza della capacità di generazione raggiungerebbe livelli critici nel 2025, come indicato al considerando 49. In altre parole, in assenza della misura i fornitori di capacità non metterebbero a disposizione la capacità necessaria a soddisfare il parametro di affidabilità fissato dal Belgio per garantire la fornitura di energia in periodi di stress. Come illustrato al considerando 227, taluni interessati hanno confermato la necessità del MRC e ne hanno sottolineato l'urgenza.

(349) Secondo lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021, entro il 2025 soltanto una quota molto esigua della capacità aggiuntiva sarà redditizia tramite il mercato esclusivamente energetico (considerando 50).

(350) La misura ha quindi un effetto di incentivazione per l'entrata sul mercato di nuove capacità. La misura incentiva gli attori del mercato nuovi ed esistenti a contribuire all'obiettivo della sicurezza dell'approvvigionamento.

(351) Inoltre, conformemente al punto 52 della disciplina, l'aiuto è concesso sulla base di una procedura di gara competitiva. La procedura d'asta descritta nella sezione 2.5 è non discriminatoria e aperta a tutti i tipi di capacità.

(352) Inoltre, l'obbligo di rimborso illustrato nella sezione 2.7.3 crea un incentivo finanziario a garantire la disponibilità in periodi di scarsità. Per garantire il rispetto dell'obbligo di disponibilità, il Belgio ha inoltre introdotto procedure di monitoraggio della disponibilità prima e durante il periodo di consegna (cfr. sezioni 2.8.1 e 2.8.2) nonché prove e sanzioni adeguate (di cui alle sezioni 2.8.3 e 2.8.4).

(353) La Commissione concorda infine con le osservazioni pervenute da un interessato le quali sottolineano che gli investimenti necessari per consentire la capacità di conformarsi a norme ambientali già adottati non dovrebbero essere ammissibili per contratti di durata più lunga in linea con il punto 53 della disciplina (cfr. considerando 238).

(354) Di conseguenza la Commissione accoglie con favore la modifica del regio decreto che fissa le soglie di investimento, i criteri di ammissibilità per i costi di investimento e la procedura di classificazione. Il regio decreto modificato stabilisce che soltanto i costi per l'adeguamento alle norme future dell'Unione saranno ammissibili nel contesto del MRC (cfr. considerando 142).

(355) La Commissione ritiene che la misura abbia un effetto di incentivazione che modifica il comportamento dei suoi beneficiari verso lo sviluppo di una determinata attività economica perseguita dall'aiuto.

5.3.3. *Conformità rispetto ad altre disposizioni del diritto dell'Unione*

(356) Gli aiuti di Stato che violano disposizioni o principi generali del diritto dell'Unione non possono essere dichiarati compatibili ([98]).

(357) Se una misura di aiuto di Stato (compreso il suo metodo di finanziamento, se intrinseco a tale aiuto) comporta aspetti indissolubilmente legati all'oggetto dell'aiuto che violano altre disposizioni del diritto dell'Unione, tale violazione potrebbe incidere sulla valutazione della compatibilità di tale aiuto di Stato ([99]). Nel caso di specie, questo problema potrebbe sorgere in relazione agli articoli 30 e 110 del trattato, nonché a talune disposizioni del regolamento sull'energia elettrica. La Commissione deve pertanto verificare se tale diritto dell'Unione possa essere violato da aspetti del MRC e, in caso affermativo, se tali aspetti siano indissolubilmente legati all'oggetto dell'aiuto ai sensi del MRC.

5.3.3.1. Rispetto degli articoli 30 e 110 del trattato

(358) Nella decisione di avvio la Commissione ha concluso in via preliminare che il meccanismo di finanziamento delle misure di aiuto notificate non introduce alcuna restrizione incompatibile con l'articolo 30 o l'articolo 110 del trattato. La Commissione non ha ricevuto alcuna osservazione che contesti tale parere.

([98]) Sentenza della Corte del 22 settembre 2020, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punto 44.

([99]) Cfr. considerando 25 della decisione della Commissione nel caso di aiuto di Stato SA.40029 (2014/N) «*Reintroduction of the winding-up scheme, compensation scheme, Model I and Model II – H1 2015*» (GU C 136 del 24.4.2015, pag. 4). Cfr. considerando 29 della decisione della Commissione nel caso di aiuti di Stato SA.42215 (2015/N) «*Prolongation of the Greek financial support measures (Article 2 law 3723/2008)*» (GU C 277, 21.8.2015, pag. 11).

(359) Come indicato al punto 29 della disciplina, se una misura di aiuto di Stato o le condizioni cui è subordinata (compreso il metodo di finanziamento quando ne costituisce parte integrante) comportano in maniera indissociabile una violazione della normativa dell'Unione, l'aiuto non può essere ritenuto compatibile con il mercato interno. In materia di energia, tutti i prelievi intesi a finanziare misure di aiuto di Stato devono essere, nello specifico, conformi alle disposizioni degli articoli 30 e 110 del trattato. La Commissione ha pertanto verificato se il meccanismo di finanziamento delle misure di aiuto notificate è conforme agli articoli 30 e 110 del trattato.

(360) Come illustrato al considerando 334, lo Stato belga crea un sistema nel contesto del quale i costi sostenuti dal TSO a causa del MRC sono integralmente compensati attraverso le tariffe di rete, che presentano le caratteristiche di un prelievo parafiscale. Come spiegato al considerando 214, la tariffa è applicata in maniera uniforme su una base EUR/MWh a tutti i consumatori. La Commissione ritiene pertanto che tali tariffe siano molto simili a un'imposta sull'energia elettrica consumata.

(361) Per quanto concerne gli articoli 30 e 110 del trattato, secondo una costante giurisprudenza, il diritto dell'Unione, nello stadio attuale del suo sviluppo, non limita la libertà di ciascuno Stato membro di istituire un sistema impositivo differenziato per taluni prodotti, anche similari, ai sensi dell'articolo 110 del trattato, in relazione a criteri oggettivi, come la natura delle materie prime utilizzate o i processi di produzione seguiti. Siffatta differenziazione tuttavia è compatibile col diritto dell'Unione solo se persegue scopi compatibili anch'essi con il diritto dell'Unione e se le loro modalità sono tali da evitare qualsiasi forma di discriminazione, diretta o indiretta, nei confronti delle importazioni dagli altri Stati membri, o di protezione a favore di prodotti nazionali concorrenti ([100]).

(362) Come illustrato nella sezione 2.10, in linea con il regolamento sull'energia elettrica, il Belgio consentirà alla capacità estera situata in uno Stato membro che dispone di una connessione di rete diretta con il Belgio di partecipare al MRC dalla prima consegna, ossia dal 2025.

(363) Data l'apertura della misura alla capacità transfrontaliera, la Commissione conclude che il meccanismo di finanziamento delle misure di aiuto notificate non introduca restrizioni contrarie all'articolo 30 e all'articolo 110 del trattato.

5.3.3.2. Conformità rispetto al regolamento sull'energia elettrica

Conformità rispetto all'articolo 20 del regolamento sull'energia elettrica

(364) Ai sensi dell'articolo 20, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, gli Stati membri devono vigilare sull'adeguatezza delle risorse nel loro territorio sulla base della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse di cui all'articolo 23. Al fine di integrare tale valutazione, gli Stati membri possono altresì effettuare una valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse ai sensi dell'articolo 24.

(365) La Commissione osserva che l'ENTSO per l'energia elettrica non ha ancora ottemperato al suo obbligo ai sensi dell'articolo 23 del regolamento sull'energia elettrica di fornire una valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse. Di conseguenza il problema dell'adeguatezza delle risorse in Belgio è stato individuato esclusivamente sulla base della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse. Non è stato possibile effettuare il raffronto tra le due valutazioni, nazionale ed europea, a norma dell'articolo 24, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, che mira a individuare eventuali divergenze tra le due valutazioni. Come previsto dall'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, anche la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse dovrebbe basarsi sulla metodologia concordata per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse, di cui all'articolo 23 del medesimo regolamento.

(366) Il 25 giugno 2021 Elia ha pubblicato un nuovo studio sull'adeguatezza delle risorse basato sulla metodologia della valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse. Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 individua una preoccupazione per l'adeguatezza delle risorse per il Belgio a partire dal 2025.

(367) Prima di introdurre meccanismi di capacità, gli Stati membri sono tenuti a individuare eventuali distorsioni normative o fallimenti del mercato che hanno causato o contribuito a tale preoccupazione in materia di adeguatezza delle risorse. Gli Stati membri sono tenuti ad adottare misure per eliminare le distorsioni individuate e a pubblicare un calendario per la loro attuazione (articolo 20, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica).

(368) Come descritto nella sezione 2.3.4, il Belgio ha sviluppato e pubblicato un piano di attuazione che stabilisce misure destinate a risolvere le distorsioni normative o i fallimenti del mercato presenti sul mercato belga dell'energia elettrica.

([100]) Sentenza della Corte del 2 aprile 1998, *Outokumpu*, C-213/96, ECLI:EU:C:1998:155, punto 30.

(369) Sulla base del piano di attuazione, le autorità belghe si sono impegnate a realizzare diverse riforme del mercato, in particolare al fine di rafforzare i mercati di bilanciamento (cfr. considerando 62), agevolare la gestione della domanda (cfr. considerando 64) e aumentare la capacità di interconnessione (cfr. considerando 65).

(370) Il Belgio si è inoltre impegnato a pubblicare il piano e a monitorarne l'applicazione, a pubblicare i risultati del monitoraggio in una relazione annuale nonché a presentarli alla Commissione europea. Infine il Belgio si è impegnato a rispettare il piano di attuazione anche dopo che il problema individuato concernente l'adeguatezza delle risorse è stato risolto.

(371) A seguito di una consultazione pubblica, il 30 aprile 2020 la Commissione ha adottato un parere sul piano di attuazione del Belgio, ai sensi dell'articolo 20, paragrafo 5, del regolamento sull'energia elettrica ([101]). Nel suo parere, la Commissione ha ritenuto che il Belgio dovrebbe migliorare ulteriormente il funzionamento dei suoi mercati di bilanciamento modificando il suo sistema di determinazione dei prezzi che riflette la scarsità dell'offerta considerando l'applicazione della funzione di determinazione dei prezzi che riflette la scarsità dell'offerta anche ai fornitori di servizi di bilanciamento come menzionato al considerando 62, ma ha anche riconosciuto che diversi miglioramenti sono stati attuati di recente o se ne prevede l'attuazione. Come indicato al considerando 62, il Belgio ha introdotto una cosiddetta componente alfa nel proprio meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento, ha attuato la compensazione dello sbilanciamento e si sta preparando ad aderire alla piattaforma di bilanciamento dell'Unione per la FRR automatica e la FRR manuale. Per quanto concerne la gestione della domanda, la Commissione ha ritenuto nel proprio parere che il Belgio dovrebbe continuare a introdurre contatori intelligenti dotati delle funzionalità necessarie per agevolare l'adozione di una gestione della domanda basata sui prezzi. Come indicato al considerando 64, il Belgio si è impegnato a intensificare l'introduzione dei contatori intelligenti in futuro. Tali misure sono sufficienti per risolvere le distorsioni normative o i fallimenti del mercato individuati nel piano di attuazione del Belgio, in linea con l'articolo 20, paragrafo 5, del regolamento sull'energia elettrica.

(372) La misura è conforme all'articolo 20 del regolamento sull'energia elettrica.

Conformità rispetto all'articolo 21 del regolamento sull'energia elettrica

(373) Ai sensi dell'articolo 21, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, al fine di risolvere le preoccupazioni che permangono in materia di adeguatezza delle risorse, gli Stati membri possono introdurre un meccanismo di capacità, soltanto come ultima istanza, in particolare nel rispetto delle condizioni di cui all'articolo 21, paragrafi da 2 a 8.

(374) Conformemente all'articolo 21, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica, tra ottobre e dicembre del 2019, il Belgio ha condotto uno studio sugli effetti del proprio meccanismo sugli Stati membri limitrofi consultando questi ultimi.

(375) Ai sensi dell'articolo 20, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, gli Stati membri devono valutare se un meccanismo di capacità in forma di riserva strategica sia in grado di risolvere i problemi di adeguatezza delle risorse.

(376) Come indicato al considerando 60, il Belgio dispone attualmente di una riserva strategica che sarà in vigore fino al 31 marzo 2022. L'obiettivo della riserva strategica consiste nel soddisfare picchi di domanda durante i periodi invernali in cui il mercato non è in grado di farlo, mantenendo fuori dal mercato alcune capacità di generazione e di gestione della domanda esistenti come riserva da attivare soltanto quando le risorse di bilanciamento vengono esaurite.

(377) Come spiegato nella relazione finale dell'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità ([102]), nel contesto della quale vengono individuate preoccupazioni in materia di adeguatezza a lungo termine, è probabile che il meccanismo di capacità più appropriato per affrontare il problema sia un regime basato sul volume e operativo a livello di mercato. Come spiegato ulteriormente nella stessa relazione, una riserva strategica non risolverebbe il problema degli investimenti individuato per i nuovi impianti. I meccanismi di regolazione della capacità relativi all'intero mercato, invece, possono essere più efficaci nell'incoraggiare gli investimenti per affrontare i problemi di adeguatezza a lungo termine.

(378) Dato che lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 ha individuato una necessità strutturale di capacità nuova (cfr. considerando 49 e 50), la Commissione ritiene che un meccanismo di capacità sotto forma di riserva strategica non sarebbe in grado di risolvere la preoccupazione per l'adeguatezza delle risorse individuata in Belgio a partire dal 2025.

([101]) Decisione C(2020) 2654 final della Commissione: https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.

([102]) Relazione finale dell'indagine settoriale sui meccanismi di regolazione della capacità [SWD(2016) 385 final].

(379) A norma dell'articolo 20, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, gli Stati membri non devono introdurre meccanismi di capacità prima che il piano di attuazione di cui all'articolo 20, paragrafo 3, di tale regolamento abbia ricevuto un parere della Commissione a norma dell'articolo 20, paragrafo 5.

(380) Come descritto al considerando 371, il 30 aprile 2020 la Commissione ha adottato un parere sul piano di attuazione del Belgio. Il Belgio ha avviato le fasi preparatorie per la prima asta Y-4 ma non ha ancora introdotto il MRC.

(381) Conformemente all'articolo 21, paragrafo 7, del regolamento sull'energia elettrica, che prevede la disposizione per un'eliminazione graduale efficace del meccanismo di capacità qualora non venga concluso alcun nuovo contratto per tre anni consecutivi, il Belgio ha introdotto una clausola secondo la quale non saranno organizzate nuove aste ai sensi del MRC, se per tre anni consecutivi non viene concluso alcun nuovo contratto di capacità ai sensi dell'articolo 7 *undecies*, undicesimo comma, della legge sull'energia elettrica (cfr. considerando 218).

(382) Come descritto al considerando 217, il Belgio chiede l'autorizzazione agli aiuti di Stato per un periodo di 10 anni, ossia per il periodo massimo previsto dall'articolo 21, paragrafo 8, del regolamento sull'energia elettrica.

(383) Infine il Belgio si è impegnato ad applicare il piano di attuazione di cui all'articolo 20, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica dopo l'introduzione del meccanismo di capacità, come previsto dall'articolo 21, paragrafo 8, del regolamento.

(384) La Commissione conclude che la misura è conforme all'articolo 21 del regolamento sull'energia elettrica.

Conformità rispetto all'articolo 22 del regolamento sull'energia elettrica

(385) L'articolo 22, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica definisce le caratteristiche progettuali specifiche che ogni meccanismo di capacità deve soddisfare. Ai sensi di tale articolo, un meccanismo di capacità deve: i) essere temporaneo; ii) non creare indebite distorsioni del mercato e non limitano gli scambi interzonali; iii) non andare oltre quanto necessario per affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza; iv) selezionare i fornitori di capacità tramite un processo trasparente, non discriminatorio e competitivo; v) offrire incentivi ai fornitori di capacità affinché si rendano disponibili in periodi in cui sono previste sollecitazioni del sistema; vi) garantire che la remunerazione sia stabilita mediante un processo competitivo; vii) stabilire le condizioni tecniche per la partecipazione dei fornitori di capacità prima della procedura di selezione; viii) essere aperti alla partecipazione di tutte le risorse in grado di fornire le prestazioni tecniche previste, compresi lo stoccaggio dell'energia e la gestione sul versante della domanda; e ix) applicare sanzioni adeguate ai fornitori di capacità che non siano disponibili in periodi di sollecitazione del sistema.

(386) Nella decisione di avvio la Commissione ha espresso dubbi in merito al fatto che la misura sia in linea con l'articolo 22, paragrafo 1, lettera c), del regolamento sull'energia elettrica, che prevede che un meccanismo di capacità non vada oltre quanto necessario per affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza.

(387) Il MRC notificato è temporaneo, come spiegato al considerando 385.

(388) Il MRC è concepito in modo da limitare l'impatto a quanto necessario ai fini del conseguimento degli obiettivi strategici nonché da evitare indebite distorsioni del mercato dell'energia elettrica. Il MRC è aperto a tutti i generatori esistenti e nuovi, alla gestione della domanda e agli operatori di stoccaggio. Inoltre il MRC è aperto alla capacità transfrontaliera. La progettazione del MRC prevede inoltre diverse misure specificamente adottate per evitare abusi di potere di mercato, ad esempio opzioni di affidabilità, massimali di prezzo e una procedura di asta competitiva (cfr. sezioni 2.5 e 2.7). L'apertura a nuove capacità e la disponibilità di contratti a lungo termine dovrebbero inoltre garantire che una posizione dominante esistente non venga indebitamente rafforzata (cfr. considerando 66 e 117).

(389) Per quanto concerne la condizione secondo la quale il MRC non dovrebbe andare oltre quanto necessario per affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza, i parametri che determinano il quantitativo di capacità da acquisire nel MRC sono stati approvati dal Belgio sulla base della proposta dell'autorità di regolamentazione, in conformità con l'articolo 25, paragrafo 4, del regolamento sull'energia elettrica (cfr. considerando 88 e 290).

(390) Come indicato al considerando 92, il processo di finalizzazione della quantità di capacità da approvvigionare deve rispettare le parti pertinenti del regolamento sull'energia elettrica. Ai fini della determinazione del volume da approvvigionare nel contesto della prima asta Y-4 per il periodo di consegna 2025-2026, il Belgio ha utilizzato lo scenario delle previsioni del 2019 aggiornato secondo gli aggiornamenti del PLEF del 2020. Il Belgio ha chiarito che le stesse sensibilità circa l'indisponibilità della capacità nucleare francese sono state utilizzate nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 nello scenario «EU-Base» (considerando 102).

(391) Inoltre, come indicato al considerando 103, le autorità belghe hanno riservato un volume significativo per l'asta Y-1, assicurando che una nuova calibrazione della curva di domanda avrà luogo più in prossimità dell'anno di consegna ed evitando che troppa capacità venga messa all'asta in occasione della prima asta Y-4. Questa ampia riserva Y-1 consente alle autorità belghe di far fronte a leggeri scostamenti a seguito di nuovi dati immessi e miglioramenti metodologici.

(392) La Commissione osserva che soltanto il 54 % circa del consumo medio di picco nei momenti di scarsità sarà aggiudicato nel contesto dell'asta Y-4 nel 2021 (cfr. considerando 104).

(393) La Commissione osserva inoltre che il parametro di affidabilità determina il quantitativo di capacità messo all'asta nel mercato della capacità e che il nuovo parametro di affidabilità, calcolato secondo la metodologia RS, non si discosta dal vecchio parametro di affidabilità (considerando 22).

(394) Come indicato ai considerando 28 e 105, il Belgio si è impegnato, se necessario, a fissare un nuovo parametro di affidabilità prima del settembre del 2022, al fine di utilizzare il nuovo parametro di affidabilità per determinare il volume da approvvigionare al più tardi per l'asta del 2023. Il Belgio si è altresì impegnato a verificare ulteriormente e adeguare, se necessario, i volumi da approvvigionare nell'asta T-4 nel 2023 e nell'asta T-1 nel 2026 con i risultati della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse del 2023. La Commissione invita le autorità belghe a consultare l'ACER in occasione dell'aggiornamento del parametro di affidabilità e della valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse, al fine di comprendere meglio le relative decisioni dell'ACER di cui ai considerando 18 e 40.

(395) Alla luce di quanto sopra, in particolare delle osservazioni aggiuntive fornite dal Belgio durante il procedimento di indagine formale, la Commissione ritiene che il MRC non vada oltre quanto necessario per affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza.

(396) Sulla base delle norme sul funzionamento del MRC belga, la capacità sarà approvvigionata mediante un processo trasparente, non discriminatorio e competitivo.

(397) Il MRC fornisce incentivi affinché i fornitori di capacità siano disponibili nei periodi in cui sono previste sollecitazioni del sistema (cfr. considerando da 182 a 186).

(398) Inoltre la remunerazione è determinata attraverso la procedura di gara competitiva e la procedura d'asta descritta nella sezione 2.5 è non discriminatoria e aperta a tutti i tipi di capacità.

(399) Il Belgio stabilisce le condizioni tecniche per la partecipazione dei fornitori di capacità prima della procedura di selezione. Tali condizioni sono stabilite nelle norme sul funzionamento del MRC belga (cfr. considerando 12).

(400) Il MRC sarà aperto a tutte le capacità capaci di contribuire all'adeguatezza delle risorse. Sarà neutro dal punto di vista della tecnologia e sarà in particolare aperto alla capacità, allo stoccaggio e alla gestione della domanda esistenti e nuovi. Inoltre il MRC sarà aperto alla capacità transfrontaliera.

(401) Infine, come illustrato al considerando 182, il MRC prevede sanzioni per l'indisponibilità durante periodi di sollecitazione del sistema.

(402) La Commissione conclude pertanto che sono soddisfatti i requisiti di cui all'articolo 22, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica.

(403) Ai sensi dell'articolo 22, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, i meccanismi di capacità devono inoltre: i) essere impostati in modo tale da garantire che il prezzo corrisposto per la disponibilità tenda automaticamente allo zero se si prevede che il livello di capacità fornita sia adeguato al livello di capacità richiesto; ii) remunerare le risorse partecipanti solo per la loro disponibilità; e iii) assicurare che gli obblighi di capacità siano trasferibili tra fornitori di capacità ammissibili.

(404) La misura notificata è un meccanismo di capacità neutro a livello di tecnologia e operativo a livello di mercato, in base al quale tutti i fornitori di capacità ammissibili competono nel contesto di un'unica asta di capacità per scoprire il prezzo sostenibile più basso al quale può essere fornita la capacità necessaria. La natura competitiva dell'asta dovrebbe portare i prezzi a zero qualora l'offerta sia sufficiente per soddisfare la domanda.

(405) Come spiegato al considerando 8, il corrispettivo per la capacità corrisposto ai fornitori di capacità con un'opzione di affidabilità consiste in un pagamento fisso per il mantenimento della capacità aggiudicata disponibile per eventuali periodi di scarsità. Di conseguenza remunera la disponibilità della capacità e non comprende la remunerazione per il quantitativo di energia elettrica che i fornitori di capacità offriranno sul mercato.

(406) Come illustrato al considerando 187, il Belgio istituirà un mercato secondario per offrire ai fornitori di capacità un meccanismo per migliorare la loro gestione del rischio nel contesto del MRC. In caso di transazioni sul mercato secondario sarà assicurato il trasferimento completo degli obblighi.

(407) La Commissione conclude pertanto che sono soddisfatti i requisiti di cui all'articolo 22, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica.

(408) Infine l'articolo 22, paragrafo 4, del regolamento sull'energia elettrica stabilisce i requisiti relativi ai limiti di emissione di CO_2.

(409) Come spiegato al considerando 107, i requisiti di preselezione comprendono un limite di emissione: i fornitori di capacità che superano i seguenti limiti di emissione non possono partecipare all'asta di capacità:

a) le capacità che hanno iniziato la produzione il 4 luglio 2019 o successivamente sono soggette a un limite di emissione di 550 g di CO_2 originati da combustibili fossili per kWh di energia elettrica;

b) le capacità che hanno iniziato la produzione prima del 4 luglio 2019 sono soggette a un limite di emissione di 550 g di CO_2 originati da combustibili fossili per kWh di energia elettrica così come a un limite di 350 kg di CO_2 originati da combustibili fossili in media ogni anno per kWe installato.

(410) La Commissione conclude che la misura è conforme all'articolo 22 del regolamento sull'energia elettrica.

Conformità rispetto all'articolo 24 del regolamento sull'energia elettrica

(411) Ai sensi dell'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse devono avere una portata regionale e basarsi sulla metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 3, del medesimo regolamento, in particolare l'articolo 23, paragrafo 5, lettere da b) a m).

(412) A questo proposito la Commissione osserva che lo studio sull'adeguatezza delle risorse più recente per il Belgio, ossia lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021, ha portata regionale e si basa sulla metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 3.

(413) Ai sensi dell'articolo 12, paragrafo 1, della decisione dell'ACER, la metodologia per la valutazione europea deve essere pienamente attuata entro la fine del 2023. Pertanto la decisione dell'ACER prevede un'attuazione graduale della metodologia per la valutazione europea, sulla base di una tabella di marcia che descrive la fase di attuazione di cui all'articolo 11, paragrafo 8, della decisione dell'ACER.

(414) Sebbene la metodologia per la valutazione europea sia stata approvata poco prima che il Belgio effettuasse lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021, quest'ultimo integrava vari elementi di tale metodologia come illustrato al considerando 42.

(415) La Commissione osserva tuttavia che i modelli dello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 aumentano automaticamente il prezzo massimo di equilibrio soltanto a partire dal 2025. Tuttavia, come dimostrato dal Belgio, anche se l'aumento automatico del prezzo massimo di equilibrio si applicasse a decorrere dal 2022, i risultati della valutazione della fattibilità economica per il 2025 non cambierebbero. Inoltre il Belgio si è impegnato a garantire che il nuovo studio sull'adeguatezza, da pubblicare entro giugno del 2023, tenga pienamente conto della metodologia per gli aumenti dinamici dei prezzi dall'inizio del periodo di simulazione in poi (cfr. considerando 48).

(416) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 si basa su scenari centrali di riferimento adeguati, in conformità dell'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica (cfr. considerando 45).

(417) Ai sensi dell'articolo 24, paragrafo 1, lettera a), del regolamento sull'energia elettrica, gli Stati membri possono includere nella valutazione dell'adeguatezza le sensibilità legate alle specificità della domanda e dell'offerta di energia elettrica a livello nazionale.

(418) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso dubbi sulla conformità del MRC rispetto all'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, dato che lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 ha utilizzato lo scenario UE-HiLo, che si basa su ipotesi sulla fornitura di energia elettrica dall'estero, ossia sull'ulteriore indisponibilità delle centrali nucleari francesi.

(419) Diversi interessati hanno criticato l'interpretazione della Commissione dell'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, affermando che è troppo restrittiva. Secondo tali interessati la metodologia per la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse conferma che le valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse devono avere una portata regionale e possono includere ulteriori sensibilità. Non specifica né limita la natura di tali sensibilità aggiuntive. Come menzionato all'articolo 3, paragrafo 6, della suddetta metodologia, tali sensibilità possono riguardare un'ampia gamma di cambiamenti nelle ipotesi sull'intera portata geografica considerata, comprese diverse ipotesi relative ai dati immessi inizialmente quali le capacità installate (cfr. considerando da 256 a 258).

(420) Il Belgio ha affermato che il suo elevato tasso di interconnessione e la sua dipendenza dalle importazioni costituiscono una particolarità dell'approvvigionamento nazionale di energia elettrica (cfr. considerando 286 e 318).

(421) La Commissione osserva che lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 comprende elementi di sensibilità sull'indisponibilità della capacità nucleare francese che sono in linea con i dati utilizzati dal TSO francese nella valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse francese (cfr. considerando da 287 a 289).

(422) La Commissione osserva che l'articolo 24, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica e la metodologia per la valutazione europea richiedono che le valutazioni europee dell'adeguatezza delle risorse abbiano una portata regionale e che l'articolo 3, paragrafo 6, della metodologia per la valutazione europea consente di integrare gli scenari centrali di riferimento con scenari e/o sensibilità aggiuntivi. Inoltre, il punto 224, lettera a), della disciplina impone allo Stato membro di fornire una valutazione dell'impatto della generazione variabile, compresa quella proveniente da sistemi limitrofi.

(423) In considerazione di ciò, la Commissione ritiene che l'uso nelle valutazioni nazionali dell'adeguatezza delle risorse di sensibilità aggiuntive relative alla fornitura di energia elettrica estera non sia precluso dall'articolo 24, paragrafo 1, lettera a), del regolamento sull'energia elettrica.

(424) Come spiegato al considerando 365, non è stato possibile effettuare il confronto richiesto tra la valutazione nazionale dell'adeguatezza delle risorse e quella europea ai sensi dell'articolo 24, paragrafo 3, dato che l'ENTSO per l'energia elettrica non ha presentato la valutazione europea dell'adeguatezza delle risorse.

(425) La Commissione conclude che la misura è conforme all'articolo 24 del regolamento sull'energia elettrica.

Conformità rispetto all'articolo 25 del regolamento sull'energia elettrica

(426) Ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, nell'applicare i meccanismi di capacità gli Stati membri devono prevedere uno parametro di affidabilità.

(427) Come indicato al considerando 22, il Belgio dispone di uno parametro di affidabilità fissato a tre ore di LOLE.

(428) L'articolo 25, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica prevede che il parametro di affidabilità sia stabilito dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo Stato membro, su proposta delle autorità nazionali di regolazione. Il parametro di affidabilità si basa sulla metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 6.

(429) Il parametro di affidabilità è stato fissato dal regio decreto sulla determinazione del parametro di affidabilità e sull'approvazione dei valori per il VOLL e il CONE su proposta dell'autorità di regolamentazione (cfr. considerando 20). Il parametro di affidabilità fissato si discosta leggermente da quello proposto dall'autorità di regolamentazione per i motivi spiegati al considerando 21. Ciò non è tuttavia precluso dall'articolo 25 del regolamento sull'energia elettrica.

(430) Il Belgio ha calcolato il parametro di affidabilità basandosi sulla metodologia di cui all'articolo 23, paragrafo 6.

(431) Ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica, il parametro di affidabilità deve essere calcolato utilizzando almeno il VOLL e il CONE in un determinato periodo e deve essere espresso come «energia prevista non fornita» e «previsione di perdita di carico».

(432) Ai sensi dell'articolo 2, punto 9, del regolamento sull'energia elettrica, per VOLL si intende una stima in EUR/MWh del limite massimo di prezzo dell'energia elettrica che i clienti sono disposti a pagare per evitare un'indisponibilità.

(433) Come indicato al considerando 25, la CREG ha svolto un'indagine sulla disponibilità a pagare, tuttavia, dati i limiti dell'indagine, i suoi risultati per determinare un'unica stima del VOLL hanno potuto essere utilizzati soltanto in misura limitata. Il Belgio si è impegnato ad aggiornare il VOLL sulla base di una nuova indagine sulla disponibilità a pagare e, se necessario, a stabilire un nuovo parametro di affidabilità prima del mese di settembre del 2022 (cfr. considerando 28).

(434) La Commissione ritiene pertanto che il parametro di affidabilità sia stato fissato sulla base della stima del VOLL e del CONE previsto (cfr. considerando 23 e 24), in linea con l'articolo 25, paragrafo 3, del regolamento sull'energia elettrica.

(435) Ai sensi dell'articolo 25, paragrafo 4, del regolamento sull'energia elettrica, nell'applicare i meccanismi di capacità, i parametri che determinano il quantitativo di capacità che s'intende ottenere nel meccanismo di capacità devono essere approvati dallo Stato membro o da un'autorità competente designata dallo Stato membro, sulla base della proposta dell'autorità di regolazione.

(436) Come spiegato ai considerando 86 e 290, la metodologia per determinare i parametri che stabiliscono il volume degli acquisti nel meccanismo di capacità è stata proposta dalla CREG.

(437) La Commissione conclude che la misura è conforme all'articolo 25 del regolamento sull'energia elettrica.

Conformità rispetto all'articolo 26 del regolamento sull'energia elettrica

(438) Ai sensi dell'articolo 26, paragrafo 1, del regolamento sull'energia elettrica, i meccanismi di capacità diversi dalle riserve strategiche e, ove tecnicamente fattibile, le riserve strategiche sono aperti alla partecipazione transfrontaliera diretta dei fornitori di capacità ubicati in un altro Stato membro, alle condizioni di cui al tale articolo.

(439) L'articolo 26, paragrafo 2, del regolamento sull'energia elettrica consente tuttavia agli Stati membri di richiedere che la capacità estera si trovi in uno Stato membro con una connessione di rete diretta con lo Stato membro che applica il meccanismo di capacità.

(440) Il Belgio consentirà alla capacità estera situata in uno Stato membro che ha una connessione di rete diretta con il Belgio di partecipare al MRC dal primo anno di consegna, ossia il 2025. Secondo il Belgio, le metodologie, le norme comuni e i termini di cui all'articolo 26, paragrafo 11, del regolamento sull'energia elettrica sono stati adottati soltanto nel dicembre 2020 e dovrebbe essere concesso un tempo ragionevole per la loro attuazione e i preparativi necessari per la partecipazione transfrontaliera. Dato che i TSO non sono ancora stati in grado di concludere gli accordi necessari, non è stato possibile organizzare la partecipazione transfrontaliera a partire dalla prima asta Y-4. Ciò nonostante, secondo le autorità belghe, è stato riservato un volume per l'asta Y-1, garantendo che la capacità transfrontaliera possa comunque partecipare e contribuire a partire dal primo anno di consegna (cfr. considerando 189).

(441) Nella decisione di avvio, la Commissione ha chiesto chiarimenti sull'utilizzo dei proventi generati dalla congestione della capacità e sulla quota di tali proventi tra i TSO.

(442) Il Belgio ha chiarito che i proventi generati dalla congestione saranno utilizzati e condivisi secondo le norme stabilite nel regolamento sull'energia elettrica, in particolare l'articolo 26, paragrafo 9.

(443) Inoltre il Belgio ha confermato che si conformerà alla decisione dell'ACER n. 36/2020 che stabilisce le specifiche tecniche per la partecipazione transfrontaliera ai meccanismi di capacità, compresa la metodologia per la condivisione dei proventi derivanti dall'assegnazione della capacità in entrata.

(444) La misura è quindi conforme all'articolo 26 del regolamento sull'energia elettrica.

5.3.3.3. Conclusione sul rispetto di altre disposizioni del diritto dell'Unione

(445) La misura è conforme agli articoli 30 e 110 del trattato e al regolamento sull'energia elettrica.

(446) La misura notificata non viola pertanto il pertinente diritto dell'Unione.

5.3.4. *L'aiuto è concepito in maniera tale da limitare i suoi effetti sulla concorrenza e sugli scambi*

5.3.4.1. Necessità dell'intervento statale

(447) Secondo la sottosezione 3.2.2 della disciplina, lo Stato membro deve dimostrare la necessità dell'intervento statale e, in particolare, che l'aiuto è necessario per porre rimedio a un fallimento del mercato che rimarrebbe altrimenti irrisolto.

(448) Nella decisione di avvio la Commissione ha espresso dubbi sul fatto che il problema dell'adeguatezza delle risorse sia stato valutato con sufficiente precisione e sia stato adeguatamente analizzato e quantificato dalle autorità belghe, in particolare alla luce dei punti 221 e 222 della disciplina. Tali dubbi sono stati sostenuti da diversi interessati che hanno altresì messo in dubbio la necessità e/o la dimensione del MRC previsto (cfr. considerando da 227 a 234).

(449) Secondo lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021, a partire dal 2025, una volta completato l'abbandono graduale del nucleare, il Belgio dovrà far fronte a un problema di adeguatezza e a una necessità strutturale di nuova capacità. Tale fabbisogno ammonta a 2 GW nel 2025 nello scenario centrale «EU-Base» e aumenta gradualmente fino a 3,9 GW entro il 2032 (cfr. considerando 49). Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 è stato pubblicato nel giugno 2021 e si basa sulla metodologia per la valutazione europea (cfr. punto 221 della disciplina).

(450) Ora che la metodologia per la valutazione europea è stata approvata dall'ACER (cfr. considerando 40), i dubbi della Commissione sull'enfasi sullo scenario UE-HiLo nello studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2019 o sulla mancanza di un adeguato scenario controfattuale per stimare l'entità del problema dell'adeguatezza delle risorse nelle previsioni del 2019 per il Belgio non sono più pertinenti, dato che le differenze metodologiche sono state ora unificate in una metodologia comune, più robusta, e hanno confermato l'esistenza di una preoccupazione in materia di adeguatezza.

(451) Sebbene due interessati abbiano sostenuto che i precedenti studi belgi sull'adeguatezza delle risorse non prendessero in considerazione la funzione relativa alla scarsità prevista (considerando 230), all'epoca tale requisito non era previsto. Secondo il parere della Commissione sul piano di attuazione del Belgio, quest'ultimo è stato tuttavia invitato a prendere in considerazione la possibilità di modificare di conseguenza il proprio sistema di determinazione dei prezzi che riflette la scarsità dell'offerta entro e non oltre il 1º gennaio 2022. A questo proposito, la Commissione prende atto dei lavori in corso intrapresi dall'autorità di regolamentazione e dal TSO per quanto riguarda l'introduzione della funzione di determinazione del prezzo che riflette la scarsità dell'offerta per il bilanciamento in Belgio.

(452) Il Belgio dispone attualmente di un livello di interconnessione in termini di energia elettrica pari a circa il 24 %, con una previsione di crescita verso il 33 % entro il 2030. Come affermato al considerando 323, il Belgio ha altresì agevolato lo sviluppo delle cosiddette tecnologie soggette a limite di energia, ad esempio attraverso la possibilità di partecipare ai mercati dei servizi ausiliari o l'agevolazione attraverso un meccanismo di trasferimento di energia. Ciò ha portato a quote elevate di gestione della domanda.

(453) Inoltre, come descritto nella sezione 2.3.4, le autorità belghe si sono impegnate a realizzare diverse riforme del mercato, in particolare al fine di rafforzare i mercati di bilanciamento (cfr. considerando 62), agevolare la gestione della domanda (cfr. considerando 64) e aumentare la capacità di interconnessione (cfr. considerando 65).

(454) Nonostante tali riforme, lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 individua rischi per l'adeguatezza delle risorse in Belgio, con riferimento al parametro di affidabilità di cui al considerando 22. Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 prevede che soltanto una quota molto ridotta della nuova capacità sarà realizzabile tramite il mercato esclusivamente energetico (*energy-only*) entro il 2025.

(455) La Commissione ritiene pertanto che il Belgio abbia dimostrato perché il mercato non è ancora in grado di fornire la capacità adeguata in assenza di intervento, in linea con il punto 223 della disciplina.

(456) Il punto 224 della disciplina prevede che la Commissione tenga conto di varie valutazioni che devono essere fornite dallo Stato membro, in relazione all'impatto della generazione variabile, alla partecipazione dal lato della domanda, all'interconnessione e a ogni altro elemento che provochi o aggravi il problema dell'adeguatezza della capacità di generazione.

(457) Lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 integra tutti gli sviluppi di mercato in corso e pianificati e gli obiettivi strategici previsti più recenti come integrati o richiamati nel piano di attuazione, per quanto riguarda tutti e quattro gli elementi di cui al punto 224 della disciplina.

(458) Come spiegato al considerando 454, nonostante tali riforme, lo studio sull'adeguatezza e sulla flessibilità del 2021 individua rischi per l'adeguatezza delle risorse in Belgio rispetto a quanto sarebbe necessario per conseguire l'obiettivo di una LOLE pari a tre ore.

(459) La Commissione ritiene necessaria la misura notificata, in linea con la sezione 3.9.2 della disciplina.

5.3.5. *Adeguatezza della misura*

(460) In linea di principio, una misura di aiuto di Stato è adeguata se è concepita in modo da affrontare adeguatamente i fallimenti del mercato individuati. La disciplina precisa inoltre ai punti 225 e 226 che, nel contesto degli aiuti all'adeguatezza della generazione, ciò implica che l'aiuto dovrebbe compensare unicamente il servizio di disponibilità offerto dal generatore e che la misura dovrebbe essere aperta e fornire adeguati incentivi sia ai generatori esistenti sia a quelli futuri, così come agli operatori che utilizzano tecnologie sostitutive, quali soluzioni di gestione della domanda o di stoccaggio.

(461) La presente sezione analizza innanzitutto se un MRC a livello di mercato sia l'opzione più adeguata tra le varie disponibili per affrontare il problema di adeguatezza individuato (sezione 5.3.5.1 della presente decisione). Successivamente analizza se la progettazione specifica del MRC sia in linea con i suddetti requisiti specifici di cui alla disciplina (sezione 5.3.5.2 della presente decisione).

5.3.5.1. Adeguatezza del MRC come strumento

(462) Come indicato al considerando 235, taluni interessati ritengono che una riserva strategica potrebbe affrontare meglio il problema di adeguatezza individuato rispetto a un MRC a livello di mercato. Il Belgio invece ha obiettato che una riserva strategica non risponderebbe ai fallimenti del mercato sottostanti (cfr. considerando 278 e 279).

(463) Come indicato al considerando 60, il Belgio dispone attualmente di una riserva strategica che sarà in vigore fino al 31 marzo 2022. L'obiettivo della riserva strategica consiste nel soddisfare picchi di domanda durante i periodi invernali in cui il mercato non è in grado di farlo mantenendo fuori dal mercato alcune capacità di generazione e di gestione della domanda esistenti come riserva da attivare soltanto quando le risorse di bilanciamento vengono esaurite.

(464) Come spiegato ai considerando 377 e 378, un MRC a livello di mercato, che implicherebbe un mercato della capacità complementare al mercato dell'energia, sembra essere la soluzione più efficace per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento in Belgio nel contesto di cambiamenti strutturali quali l'abbandono graduale della generazione nucleare.

5.3.5.2. Adeguatezza della progettazione specifica del MRC

Remunerazione del solo servizio di disponibilità della capacità

(465) Ai sensi del punto 225 della disciplina, la misura dovrebbe compensare unicamente il servizio di disponibilità.

(466) Nella decisione di avvio la Commissione ha concluso in via preliminare che la misura compensava unicamente il servizio di disponibilità. Né il Belgio né alcun interessato hanno messo in discussione tale punto di vista.

(467) Il MRC remunera la disponibilità della capacità e non comprende la remunerazione per il quantitativo di energia elettrica che i fornitori di capacità offriranno sul mercato.

(468) Di conseguenza la misura è conforme al punto 225 della disciplina.

Apertura della misura a tutti i fornitori di capacità pertinenti

(469) Il punto 226 della disciplina stabilisce che i meccanismi di capacità dovrebbero essere: i) aperti a diverse tecnologie; ii) prendere in considerazione in che misura la capacità di interconnessione può contribuire a porre rimedio al problema di adeguatezza della capacità di generazione individuato; e iii) fornire incentivi adeguati tanto alla capacità esistente quanto a quella futura.

(470) Come indicato al considerando 66, la misura dovrebbe essere aperta a tutte le capacità in grado di contribuire all'adeguatezza delle risorse, essere neutra dal punto di vista tecnologico e, in particolare, essere aperta a capacità, stoccaggio e gestione della domanda tanto esistenti quanto nuovi. Sarà consentita l'aggregazione di capacità, anche da tecnologie diverse. Inoltre tutte le tecnologie possono partecipare a tutte le aste (Y-4 e Y-1) per un determinato periodo di consegna.

(471) Il Belgio ha adottato una serie di misure destinate ad assicurare la possibilità per tutte le tecnologie di partecipare alle aste. In particolare la Commissione prende atto della decisione di riservare all'asta Y-1 parte del volume da approvvigionare al fine di incoraggiare la partecipazione dei fornitori di servizi di gestione della domanda. Inoltre nel contesto dell'asta Y-4 è prevista una categoria specifica di «capacità non dimostrata» (aperta a tutte le tecnologie che non richiedono programmi giornalieri e partecipazione individuale in ragione della loro rilevanza di sistema) che mira a favorire anche la partecipazione di capacità che potrebbero avere maggiori difficoltà a fornire già il livello di maturità standard richiesto nell'asta Y-4 (cfr. considerando 83 e 98).

(472) Per quanto concerne le fonti di energia rinnovabili, i fornitori esistenti o nuovi di capacità di fonti di energia rinnovabili possono partecipare al MRC, fatto salvo il caso in cui ricevano aiuti al funzionamento tramite regimi di aiuti di Stato dedicati (cfr. considerando 205).

(473) A fronte della decisione di avvio, un interessato ha sostenuto che i titolari di capacità ammissibili alla partecipazione (come la cogenerazione di calore ed energia elettrica con una capacità superiore a 1 MW) sono esclusi dalla partecipazione se, durante un determinato periodo, beneficiano di aiuti al funzionamento attraverso certificati verdi (GSC) e/o certificati di cogenerazione (CHP) (cfr. considerando 237).

(474) La Commissione ritiene che i certificati di cogenerazione siano già concepiti per coprire i costi necessari degli operatori di cogenerazione e incentivare il loro esercizio continuo. Al fine di evitare il cumulo di aiuti e la conseguente sovracompensazione, i generatori non dovrebbero beneficiare di altre misure di sostegno, ad esempio regimi di sostegno a fonti di energia rinnovabili o cogenerazione che già coprono in misura sufficiente i costi operativi di tali beneficiari, come descritto al considerando 205.

(475) Come indicato al considerando 205, se tali operatori cessano di beneficiare dell'aiuto al funzionamento per fonti di energia rinnovabili/cogenerazione di calore ed energia elettrica diventano ammissibili a partecipare al MRC.

(476) Le norme illustrate al considerando 205 non comportano l'esclusione dei fornitori di capacità che non ricevono tali aiuti.

(477) Per quanto concerne la partecipazione transfrontaliera, la partecipazione di capacità transfrontaliere situate in uno Stato membro che dispone di una connessione di rete diretta con il Belgio sarà consentita a partire dal primo periodo di consegna (cfr. considerando 189).

(478) Inoltre la partecipazione di capacità nuove o esistenti che richiedono investimenti significativi per rimanere disponibili è consentita mediante l'offerta di contratti pluriennali, previa dimostrazione del fatto che è necessario un livello predefinito di costi di investimento per sviluppare e costruire tali nuovi impianti o ammodernati quelli esistenti (cfr. considerando 138).

(479) Le soglie di investimento si basano su una serie di costi di investimento ammissibili come descritto al considerando 137. Le soglie tengono conto della capacità nominale installata (ossia la capacità massima alla quale è previsto che l'unità funzioni) anziché della capacità cosiddetta *derated* installata (ossia il tasso di disponibilità predefinito e il contributo all'obiettivo dell'adeguatezza delle risorse).

(480) A questo proposito, nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso dubbi circa l'utilizzo della capacità nominale installata per calcolare le soglie di investimento. Secondo la Commissione, tale caratteristica di progettazione rischia di discriminare le tecnologie con fattori di *derating* elevati, in particolare le fonti di energia rinnovabili solare ed eolica intermittenti. La capacità *derated* installata è la misura che rispecchia il contributo effettivo di una tecnologia alla capacità complessiva e consentirebbe pari opportunità a tutte le tecnologie per quanto concerne la loro possibilità di accesso a contratti pluriennali.

(481) Nonostante i dubbi iniziali, data l'attuale situazione del mercato belga dell'energia elettrica e l'assenza di osservazioni da parte di interessati su questo punto, la Commissione non dispone al momento di elementi per concludere che la concezione del meccanismo porterà in pratica a discriminare talune tecnologie in questo caso specifico. Inoltre il Belgio si è impegnato a sottoporre a riesame le norme sul funzionamento del MRC per assicurare che non determinino un'eventuale discriminazione delle tecnologie alla luce degli sviluppi del mercato.

(482) Come indicato al considerando 236, un interessato ha suggerito di creare un'asta T-2 per evitare appalti in eccesso nel contesto dell'asta T-4.

(483) A questo proposito, il Belgio ha spiegato che un'asta suddivisa in due periodi (T-4 e un T-1) ha già consentito a tutte le tecnologie, aventi un lead time più o meno lungo, di partecipare al meccanismo e allo Stato membro di avere una garanzia relativa che si possa approvvigionare un volume sufficiente per assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento nell'anno di consegna. Suddividere ulteriormente i volumi di capacità e aggiungere un'asta T-2 rischierebbe di ridurre eccessivamente la concorrenza nel contesto di tali aste (cfr. considerando 280).

(484) La Commissione ritiene legittima la scelta delle autorità di approvvigionare capacità tramite due aste Y-4 e Y-1.

(485) La Commissione prende atto dell'impegno delle autorità a riesaminare le norme sul funzionamento del MRC per assicurare che non determinino un'eventuale discriminazione tra le tecnologie alla luce degli sviluppi del mercato.

(486) Il limite di emissione descritto al considerando 107 si applica a tutte le tecnologie ed è un modo per il Belgio di rispettare il punto 220 e il punto 233, lettera e), della disciplina. Infine, i nuovi impianti alimentati con combustibili fossili, che potranno beneficiare di contratti di 15 anni, saranno vincolati dagli obiettivi stabiliti dall'Unione europea e/o dal Belgio volti a ridurre le emissioni di gas a effetto serra ai fini del conseguimento della neutralità climatica entro il 2050 (cfr. considerando 109).

(487) Di conseguenza la Commissione ritiene che l'aiuto sia adeguato.

5.3.6. *Proporzionalità*

(488) L'importo dell'aiuto è proporzionato se è limitato al minimo necessario per conseguire l'obiettivo perseguito. La disciplina specifica tale requisito per le misure di adeguatezza della capacità di generazione ai punti da 228 a 231, che mirano a garantire che i beneficiari non guadagnino un tasso di rendimento superiore a quanto ragionevole e che siano esclusi i profitti accidentali.

5.3.6.1. Procedura di gara competitiva

(489) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso preoccupazioni in merito alla possibile discriminazione delle capacità con fattori di *derating* elevati (descritta ai considerando 480 e 481) e, di conseguenza, in merito alla procedura di gara competitiva.

(490) Nonostante i dubbi prima facie, come spiegato al considerando 485, la Commissione non dispone in questo momento di elementi per concludere che la concezione del meccanismo porterà nella pratica a discriminare tra le diverse tecnologie in questo caso specifico e di conseguenza pregiudicherà la procedura di gara competitiva.

(491) La misura notificata è un meccanismo di capacità neutro a livello di tecnologia e operativo a livello di mercato, in base al quale tutti i fornitori di capacità ammissibili competono nel contesto di un'unica asta di capacità per scoprire il prezzo sostenibile più basso al quale può essere fornita la capacità necessaria. La natura competitiva dell'asta dovrebbe portare i prezzi a zero qualora l'offerta sia sufficiente per soddisfare la domanda. Il processo è soggetto a criteri trasparenti e non discriminatori, compresi criteri di ammissibilità. Il motivo principale dell'inammissibilità è rappresentato dal caso in cui i fornitori di capacità beneficino di altre misure di sostegno che porterebbero al cumulo e a un'eventuale sovracompensazione. Per quanto concerne la durata dei contratti, la maggior parte dei fornitori di capacità può beneficiare soltanto di accordi di capacità annuali. La capacità nuova e rimodernata, che comporta costi di investimento intensivi, è ammissibile ad accordi di capacità più lunghi per consentire a tali investitori di assicurarsi i finanziamenti necessari (cfr. considerando 117 e 326).

(492) Una progettazione del mercato della capacità a livello di mercato rispecchia il probabile risultato prodotto da un mercato dell'energia efficiente. Le aste saranno organizzate secondo la modalità *pay-as-bid* per le prime due aste (aste Y-4 per i primi due anni di consegna) e secondo la modalità *pay-as-cleared* successivamente (cfr. considerando 112 e 113). Nel MRC sono inclusi due diversi massimali di prezzo per evitare profitti accidentali e limitare l'abuso di potere di mercato: i) il massimale di prezzo d'asta globale e ii) il massimale intermedio di prezzo (cfr. sezione 2.5.4.2). Tali massimali mirano ad attenuare il potere di mercato e quindi a limitare l'importo dell'aiuto a una remunerazione ragionevole per il servizio di disponibilità.

(493) Di conseguenza la Commissione conclude che la misura è concepita come una procedura di gara competitiva sulla base di criteri chiari, trasparenti e non discriminatori e che soddisfa anche il requisito di prevenire profitti accidentali.

5.3.6.2. Volume da approvvigionare

(494) Come indicato al considerando 223, nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso dubbi sul fatto che l'uso di uno scenario irrealistico per calcolare il volume nel MRC porterà al finanziamento di capacità non necessarie.

(495) Un interessato ha sostenuto che il meccanismo di finanziamento può incidere sul volume di capacità del MRC. Ad esempio, collegare gli oneri per finanziare il MRC al consumo di energia elettrica durante i picchi di domanda potrebbe essere visto come un incentivo per gli interessati a ridurre i propri consumi durante i picchi di domanda, determinando una minore necessità di capacità da mettere all'asta (cfr. considerando 241).

(496) Come spiegato dal Belgio (cfr. considerando 293), per il momento non è installato un numero sufficiente di contatori intelligenti nel paese da consentire un meccanismo di finanziamento basato sul consumo nel carico di punta. La legge MRC è stata modificata in maniera tale da consentire l'introduzione di tale modello nel 2025. Il Belgio ha altresì spiegato che nel 2023 riesaminerà il meccanismo di finanziamento esistente quando sarà pubblicata una relazione sull'introduzione dei contatori intelligenti.

(497) La Commissione ha inoltre ricevuto rassicurazioni dal Belgio in merito alla metodologia da utilizzare per definire la curva di domanda per l'asta come indicato nella sezione 2.5.2. Il Belgio ha altresì confermato che acquisterà una quantità di capacità proporzionata alla preoccupazione aggiornata in materia di adeguatezza e adeguerà l'importo da approvvigionare nel corso del tempo in maniera da rispecchiare gli aggiornamenti nella valutazione dell'adeguatezza e del parametro di affidabilità, assicurando nel contempo la competitività delle aste. In particolare il Belgio si è impegnato ad adeguare i volumi, se necessario, affinché rispecchino la valutazione dell'adeguatezza aggiornata e il parametro di affidabilità come descritto in precedenza. Alla luce di quanto precede e della motivazione di cui ai considerando 395 e 400, la Commissione ritiene che il MRC non vada oltre quanto necessario per affrontare le preoccupazioni in materia di adeguatezza.

5.3.6.3. Conclusione sulla proporzionalità

(498) La Commissione conclude che la misura è proporzionata.

5.3.7. *Distorsione della concorrenza e test di bilanciamento*

(499) Gli effetti negativi del MRC sulla concorrenza e sugli scambi nel mercato interno dell'energia elettrica devono essere sufficientemente limitati affinché il saldo complessivo della misura sia positivo. La Corte ha chiarito che, per valutare se una misura alteri le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse, la Commissione deve ponderare l'effetto positivo dell'aiuto previsto per lo sviluppo delle attività che esso mira a sostenere e gli effetti negativi che tale aiuto può avere sul mercato interno ([103]).

5.3.7.1. Effetti positivi

(500) Sul lato positivo della ponderazione, la Commissione osserva che il regime presenta effetti positivi in termini di mantenimento della capacità esistente nel mercato dell'energia elettrica o di creazione di capacità nuova e quindi di sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica. A questo proposito, assicurare la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica è uno degli obiettivi della politica energetica dell'Unione, ai sensi dell'articolo 194 del trattato.

([103]) Sentenza della Corte del 22 settembre 2020, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punto 101.

(501) Inoltre la Commissione rileva che un impianto di generazione che emette più di 550 g di CO_2 per kWh di energia elettrica non può essere oggetto di contratti a norma del MRC (cfr. considerando 107) e che gli impianti ammissibili dovranno impegnarsi a favore della neutralità climatica entro il 2050. Si può quindi concludere che il MRC privilegia i generatori a basse emissioni di carbonio, in linea con il punto 233, lettera e), della disciplina.

5.3.7.2. Effetti negativi

(502) Sul lato negativo della ponderazione, il sostegno ai fornitori di capacità è suscettibile di alterare la concorrenza e gli scambi nel mercato dell'energia elettrica, anche tra imprese beneficiarie del sostegno e i loro concorrenti nel medesimo settore.

(503) La disciplina specifica l'obbligo di evitare effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi ai punti 232 e 233, i quali sottolineano la necessità di un'ampia partecipazione al regime e di evitare effetti negativi sul mercato, quali il rafforzamento di una posizione dominante o l'influenza su decisioni di investimento.

(504) La misura è aperta a tutti i generatori esistenti e nuovi, alla gestione della domanda e agli operatori di stoccaggio. Inoltre la misura è aperta alla capacità transfrontaliera.

Apertura all'aggregazione di domanda e offerta

(505) Il punto 232, lettera a), della disciplina stabilisce che la misura dell'adeguatezza della capacità di generazione dovrebbe essere aperta alla potenziale aggregazione tanto della domanda quanto dell'offerta.

(506) Come indicato al considerando 242, taluni interessati hanno affermato che le attuali norme in materia di ammissibilità per i contratti pluriennali ostacolano l'aggregazione e, più specificamente, la norma secondo cui il mezzo di generazione avente la durata contrattuale inferiore in un portafoglio aggregato determina la durata del contratto per l'intero portafoglio.

(507) La Commissione riconosce che le attuali norme di ammissibilità per i contratti pluriennali possono ostacolare l'aggregazione. Accoglie pertanto con favore la proposta del Belgio di modificare il regio decreto che fissa le soglie di investimento, i criteri di ammissibilità per i costi di investimento e la procedura di classificazione (cfr. considerando 141). L'emendamento prevede che il responsabile dell'offerta aggregata possa scegliere la categoria di capacità applicabile all'offerta aggregata.

(508) Per quanto concerne l'osservazione di un interessato concernente gli ostacoli all'aggregazione dei mezzi di generazione soggetti obbligo di programma giornaliero (cfr. considerando 243), la Commissione prende atto delle argomentazioni presentate dal Belgio (considerando 297 e 298) e dall'interessato (considerando 243). Dato che le capacità soggette a un obbligo di programma giornaliero sono interessate da procedure di coordinamento speciali, la Commissione ritiene che l'approccio del Belgio a tali capacità sia giustificato per tener conto delle loro specificità nel mercato dell'energia elettrica. Il Belgio effettuerà comunque valutazioni periodiche del MRC per consentire modifiche se e ove opportuno, compresa la possibilità di aggregazione per i mezzi di generazione soggetti a obbligo di programma giornaliero.

Soglie di investimento

(509) Per quanto concerne le osservazioni di taluni interessati in merito al livello delle soglie di investimento per i contratti pluriennali e secondo le quali tali soglie possono portare a discriminazioni tra determinate classi di tecnologie, la Commissione prende atto dell'impegno del Belgio ad aggiornare tali soglie qualora emergano prove nuove, tra cui le osservazioni di interessati, che ne dimostrino la necessità. Le nuove soglie di investimento per i contratti pluriennali, che sono state oggetto di consultazione pubblica, sono riportate al considerando 138. La CREG aggiornerà le soglie di investimento laddove ciò risulti necessario, ma almeno ogni tre anni. Di conseguenza la Commissione non ha motivo di ritenere che le nuove soglie per i contratti pluriennali porteranno a discriminazioni tra tecnologie.

Fattori di derating

(510) Come indicato ai considerando 247 e 248, taluni interessati hanno sostenuto che gli attuali fattori di *derating* rischiano di penalizzare pesantemente tecnologie quali lo stoccaggio, la gestione della domanda o le fonti energetiche rinnovabili.

(511) Il Belgio ha spiegato (cfr. considerando 303) che i fattori di *derating* delle tecnologie soggette a limite di energia sono inferiori quando aumenta la loro proporzione nel sistema/paese. Da qui la differenza tra i fattori di *derating* in Belgio, in Francia e nel Regno Unito citati dagli interessati. Tuttavia, al fine di soddisfare le preoccupazioni degli interessati, il Belgio ha aggiornato i fattori di *derating* a seguito del consiglio dell'autorità di regolamentazione e di una specifica riunione della task force rivolta a tutti gli interessati su questo argomento tenutasi all'inizio di gennaio del 2021. I fattori di *derating* aggiornati sono indicati al considerando 79. Di conseguenza la Commissione non ha motivo di ritenere che i fattori di *derating* riveduti siano inappropriati.

Obbligo di rimborso

(512) Per quanto concerne le osservazioni di alcuni interessati secondo cui i meccanismi dell'obbligo di rimborso discriminano gli operatori di capacità a programma completo (considerando 250 e 251), il Belgio ha affermato che il MRC rappresenta un equilibrio tra l'inclusione dell'obbligo di rimborso e l'intenzione di evitare discriminazioni nei confronti di capacità attivabili soltanto ad un prezzo superiore a quello di esercizio.

(513) La Commissione osserva che gli Stati membri che dispongono di meccanismi di capacità a livello di mercato simili attuano prassi divergenti per quanto riguarda l'obbligo di rimborso. La Commissione rileva inoltre che il meccanismo dell'obbligo di rimborso nel MRC belga è stato notevolmente modificato e migliorato a seguito di consultazioni pubbliche.

(514) La Commissione ritiene pertanto che il meccanismo dell'obbligo di rimborso consegua un equilibrio adeguato tra i due obiettivi concorrenti di cui al considerando 512.

Massimale intermedio di prezzo

(515) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso dubbi circa la possibilità o meno che l'introduzione di un massimale intermedio di prezzo per la capacità afferente alla categoria dei contratti annuali, senza possibilità di deroga individuale, escluda taluni titolari di capacità dal MRC. Tali dubbi sono stati sostenuti da taluni interessati (cfr. considerando 252).

(516) Di conseguenza la Commissione accoglie con favore l'impegno del Belgio di istituire un meccanismo di deroga. Il meccanismo di deroga è stato oggetto di consultazione pubblica ed è stato introdotto nel regio decreto che fissa le soglie di investimento e i criteri di ammissibilità per i costi di investimento. Il meccanismo di deroga si applicherà parimenti alle capacità transfrontaliere nazionali e indirette (cfr. considerando 129 e 130).

(517) Come indicato al considerando 131, la deroga per la prima asta sarà concessa ex post, ossia dopo la chiusura dell'asta. Date le argomentazioni formulate dal Belgio al considerando 131, la Commissione ritiene giustificata la deroga ex post al massimale intermedio di prezzo per la prima asta.

Conclusione sull'apertura della misura a tutte le tecnologie

(518) La misura consente la partecipazione di generatori che utilizzano tecnologie diverse e di operatori che offrono misure con prestazioni tecniche equivalenti, in linea con il punto 232, lettera a), della disciplina.

Capacità transfrontaliera

(519) Il punto 232, lettera b), della disciplina prevede garanzie per assicurare che operatori di altri Stati membri possano partecipare a una misura.

(520) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso preoccupazione per il fatto che limitare l'ammissibilità della capacità transfrontaliera indiretta a contratti annuali, soggetti al massimale intermedio di prezzo, potrebbe scoraggiare gli operatori di altri Stati membri dal partecipare al MRC.

(521) La Commissione accoglie le argomentazioni del Belgio in relazione a tale preoccupazione. In particolare, a lungo termine, non è sempre possibile garantire una capacità in entrata sufficiente, dato che dipende da svariati fattori menzionati al considerando 143. La Commissione accoglie con favore l'impegno del Belgio a riesaminare la possibilità per le capacità estere di accedere a contratti pluriennali (cfr. considerando 144).

(522) Come indicato al considerando 516, il meccanismo di deroga rispetto al massimale intermedio di prezzo, introdotto dal Belgio dopo la decisione di avvio, si applica parimenti alle capacità transfrontaliere nazionali e indirette.

(523) Per quanto riguarda la partecipazione transfrontaliera diretta al MRC, due interessati hanno sostenuto che tale partecipazione potrebbe ridurre gli incentivi a investire in capacità di interconnessione e minare l'accoppiamento dei mercati (considerando 254 e 255).

(524) Come spiegato dal Belgio (cfr. considerando 316), sono state apportate modifiche alla legge MRC al fine di tenere conto delle preoccupazioni formulate dagli interessati. Secondo le nuove norme, una condizione preliminare per la partecipazione della capacità transfrontaliera diretta al MRC sarà la conclusione di un accordo tra il Belgio e lo Stato membro sul cui territorio è situata la capacità.

Proventi generati da congestione

(525) Nella decisione di avvio, la Commissione ha chiesto altresì chiarimenti sull'uso dei proventi generati dalla congestione della capacità e sulla condivisione di tali proventi tra i TSO.

(526) Il Belgio ha chiarito che i proventi generati dalla congestione saranno utilizzati e condivisi secondo le norme stabilite nel regolamento sull'energia elettrica, in particolare l'articolo 26, paragrafo 9.

(527) Il Belgio ha altresì confermato che si conformerà alla decisione dell'ACER n. 36/2020 che stabilisce tra l'altro la metodologia per la condivisione dei proventi derivanti dall'assegnazione di capacità in entrata (cfr. considerando 204).

Conclusione sull'apertura della misura alla capacità transfrontaliera

(528) La Commissione conclude che la misura non riduce gli incentivi a investire nella capacità di interconnessione o nell'accoppiamento dei mercati, in linea con il punto 233, lettere a) e b), della disciplina.

(529) Per quanto concerne il rafforzamento indebito di una posizione dominante sul mercato [punto 233, lettera d), della disciplina], la struttura del MRC comprende diverse misure destinate specificamente a prevenire l'abuso di potere di mercato, ad esempio opzioni di affidabilità, massimali di prezzo e una procedura d'asta competitiva (cfr. considerando 94, 111 e 147). L'apertura a nuove capacità e la disponibilità di contratti a lungo termine dovrebbero inoltre garantire che una posizione dominante esistente non venga indebitamente rafforzata.

(530) Infine, per quanto concerne la preferenza accordata ai generatori a basse emissioni di carbonio laddove offrano parametri tecnici ed economici equivalenti [punto 233, lettera e) della disciplina], la Commissione rileva che la misura è aperta ai generatori a basse emissioni di carbonio. Tuttavia, al fine di evitare il cumulo con altri aiuti e la conseguente sovracompensazione, i generatori non devono beneficiare di altre misure di sostegno, come indicato al considerando 205.

(531) La misura è conforme alla sezione 3.9.6. della disciplina.

5.3.7.3. Conclusione sulla distorsione della concorrenza e sul test di bilanciamento

(532) La Commissione conclude che la misura ha effetti positivi significativi in termini di agevolazione di un'attività economica, assicurando nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento e non comportando distorsioni indebite della concorrenza e degli scambi. Ne consegue che gli effetti positivi dell'aiuto prevalgono sui suoi effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi. Di conseguenza l'aiuto proposto agevola lo sviluppo di talune attività economiche senza incidere negativamente sulle condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse, come previsto dall'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del trattato.

5.3.8. *Trasparenza dell'aiuto e imprese in difficoltà o soggette a un ordine di recupero pendente*

(533) Il Belgio si è impegnato ad applicare le condizioni di trasparenza specificate nella sezione 3.2.7 della disciplina per quanto applicabile agli aiuti concessi nel cotesto del MRC (cfr. considerando 219).

(534) In linea con il punto 16 della disciplina, non saranno concessi aiuti alle imprese in difficoltà (cfr. considerando 221).

(535) In linea con il punto 17 della disciplina, ai sensi del MRC, nessun aiuto può essere concesso a imprese soggette a un ordine di recupero pendente a seguito di una precedente decisione della Commissione che dichiara un aiuto illegale e incompatibile con il mercato interno (cfr. considerando 220).

6. **CONCLUSIONI**

La misura è compatibile con il mercato interno sulla base dell'articolo 107, 3, lettera c), del trattato e delle disposizioni pertinenti della disciplina.

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

L'aiuto sotto forma di meccanismo di remunerazione della capacità che il Regno del Belgio intende attuare è compatibile con il mercato interno sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), del trattato. Il regime di aiuti è autorizzato per un periodo massimo di 10 anni a decorrere dalla data della prima asta.

Articolo 2

Il Regno del Belgio è destinatario della presente decisione.

Ove la presente decisione dovesse contenere informazioni riservate da non divulgare, si prega di informare la Commissione entro quindici giorni lavorativi dalla data di ricezione. Qualora non riceva una richiesta motivata in tal senso entro il termine indicato, la Commissione presumerà l'esistenza del consenso alla comunicazione del testo integrale della decisione. La richiesta, con la precisazione degli elementi riservati, dovrà essere inviata per via elettronica al seguente indirizzo:

Commissione europea
Direzione generale della Concorrenza
Protocollo Aiuti di Stato
B-1049 Bruxelles/Brussel BELGIQUE/BELGIË
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Fatto a Bruxelles, il 27 agosto 2021

Per la Commissione
Margrethe VESTAGER
Membro della Commissione