DECISIONE (UE) 2025/429 DELLA COMMISSIONE

del 30 aprile 2024

relativa alla misura di aiuto di Stato SA.58207 (2021/N) cui la Cechia intende dare esecuzione per sostenere la costruzione e il funzionamento di una nuova centrale nucleare nel sito di Dukovany

[notificata con il numero C(2024) 2858]

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

(Testo rilevante ai fini del SEE)

LA COMMISSIONE EUROPEA,

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

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

dopo aver invitato gli interessati a presentare osservazioni a norma della disposizione o delle disposizioni ([1]) succitate e tenuto conto di dette osservazioni,

considerando quanto segue:

1. PROCEDIMENTO

(1) Con lettera del 15 marzo 2022 la Cechia ha notificato alla Commissione la misura a sostegno della costruzione e del funzionamento di una nuova centrale nucleare nel sito di Dukovany («progetto»). A seguito della richiesta di informazioni della Commissione del 21 aprile 2022, la Cechia ha fornito alla Commissione ulteriori informazioni con lettera del 5 maggio 2022.

(2) Con lettera del 30 giugno 2022 la Commissione ha comunicato alla Cechia la sua decisione di avviare il procedimento previsto all'articolo 108, paragrafo 2, del trattato sul funzionamento dell'Unione europea in relazione alla misura in oggetto («decisione di avvio»). La decisione di avvio è stata pubblicata nella *Gazzetta ufficiale dell'Unione europea*. La Commissione ha invitato i terzi interessati a presentare le loro osservazioni sull'aiuto.

(3) Il 31 agosto 2022 la Cechia ha inviato le sue osservazioni in merito alla decisione di avvio.

(4) La Commissione ha ricevuto osservazioni da terzi. Tali osservazioni sono state trasmesse alla Cechia, che ha avuto la possibilità di commentarle; le osservazioni della Cechia sono pervenute con lettera del 21 ottobre 2022.

(5) Ulteriori osservazioni sono state presentate dalla Cechia in data 30 gennaio 2023, 16 marzo 2023, 4 aprile 2023, 11 aprile 2023, 24 aprile 2023, 9 giugno 2023, 21 giugno 2023, 3 luglio 2023, 14 luglio 2023, 2 agosto 2023, 8 settembre 2023, 14 settembre 2023, 22 settembre 2023, 6 ottobre 2023, 9 ottobre 2023, 18 ottobre 2023, 19 ottobre 2023, 22 ottobre 2023, 25 ottobre 2023, 8 novembre 2023, 20 novembre 2023, 16 dicembre 2023, 10 gennaio 2024, 26 gennaio 2024, 1º febbraio 2024, 7 febbraio 2024, 9 febbraio 2024, 12 febbraio 2024, 21 febbraio 2024, 23 febbraio 2024, 26 febbraio 2024, 1º marzo 2024, 7 marzo 2024, 8 marzo 2024, 11 marzo 2024, 19 marzo 2024, 20 marzo 2024, 21 marzo 2024 e 15 aprile 2024.

(6) Il 26 gennaio 2024 le autorità ceche hanno accettato in via eccezionale di rinunciare ai diritti conferiti ai sensi dell'articolo 342 TFUE, in combinato disposto con l'articolo 3 del regolamento (CE) n. 1/1958, e di acconsentire all'adozione e alla notifica in inglese della presente decisione.

([1]) GU C 299 del 5.8.2022, pag. 5.

2. DESCRIZIONE DEL CONTESTO

2.1. Produzione di energia elettrica in Cechia

(7) Come spiegato nella sezione 2.1 della decisione di avvio, il mix energetico della Cechia è attualmente dominato dalla produzione di energia elettrica dalla lignite e da fonti nucleari. La tabella seguente mostra l'evoluzione della capacità di produzione di energia elettrica e della produzione lorda di energia elettrica in Cechia tra il 2000 e il 2022.

Tabella 1

Evoluzione della capacità di produzione di energia elettrica in gigawatt (GW) e della produzione lorda di energia elettrica in terawattora («TWh») in Cechia, 2000-2022

	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Installed Electricity Capacity (GW)	15,3	17,4	20,1	21,9	22,3	22,0	21,4	20,9	20,8
Combustible Fuels	11,5	11,5	12,0	13,0	13,3	13,0	12,4	11,9	11,8
Nuclear	1,8	3,8	3,9	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Hydro	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Wind	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Solar	0,0	0,0	1,7	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Geothermal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tide, Wawe, Ocean	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2000	2005	2010	2015	2018	2019	2020	2021	2022
Gross Electricity Generation, by Fuel (TWh)	75,3	82,6	85,8	83,8	87,9	86,9	81,4	84,9	84,5
Solid Fossil Fuels, Peat & Products, Oil Shale	52,8	49,5	46,9	41,1	41,2	37,3	31,0	38,6	41,0
Oil and Petroleum Products	0,4	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Natural gas	3,9	4,2	4,2	5,0	6,1	7,9	6,6	9,2	6,4
Nuclear	13,6	24,7	28,0	26,8	29,9	30,2	30,0	30,7	31,0
Renewables and Biofuels	2,8	3,8	6,5	10,7	10,5	11,2	13,7	6,4	6,0
Wastes non-Res	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Fonte: autorità ceche.

(8) Nella sua proposta di piano nazionale per l'energia e il clima («PNEC») aggiornato ([2]), presentata nel 2023, la Cechia ha confermato il proprio impegno a decarbonizzare il sistema elettrico del paese ed eliminare gradualmente l'uso del carbone per la produzione di energia elettrica e termica entro il 2033.

(9) Secondo la proposta di PNEC aggiornato, entro il 2030 le centrali fotovoltaiche ed eoliche onshore svolgeranno un ruolo significativo nella decarbonizzazione della fornitura di energia elettrica. La Cechia ritiene che le fonti energetiche rinnovabili intermittenti, anche se previste in rapida espansione, non potranno bastare per decarbonizzare il settore energetico ceco, in quanto non sarebbero in grado di colmare la carenza di approvvigionamento atteso. Le autorità ceche hanno spiegato che in Cechia tali fonti intermittenti hanno fattori di capacità relativamente limitati, pari all'11 % per il fotovoltaico e al 22 % per l'energia eolica onshore. In Cechia è stato inoltre evidenziato un limitato potenziale di sviluppo dell'energia eolica, a causa di una scarsa accettazione pubblica e della presenza di aree densamente popolate. A ciò si aggiunge il fatto che la Cechia non dispone di un potenziale di energia eolica offshore o di energia idroelettrica su larga scala, il che limita ulteriormente le opzioni per capacità significative di produzione di energia rinnovabile su larga scala.

(10) La Cechia non ritiene che il gas naturale sia un sostituto adeguato del carbone e della lignite, in quanto ha un elevato fattore di emissione (499 tonnellate di CO_2e/GWh rispetto alle 29 del nucleare o alle 85 dell'energia solare nell'ambito di un ciclo di vita) e comporta la dipendenza dalle importazioni di gas. La dipendenza dal gas è generalmente più elevata durante l'inverno, in quanto in questo periodo le fonti energetiche rinnovabili non producono abbastanza energia elettrica e il riscaldamento fa crescere la domanda di gas naturale. Inoltre, in considerazione dell'attuale situazione geopolitica e del suo impatto sull'approvvigionamento di gas verso l'Unione europea, in particolare dalla Russia, le autorità ceche mirano a ridurre la dipendenza dalle importazioni di gas.

([2]) Consultabile all'indirizzo: https://commission.europa.eu/publications/czech-draft-updated-necp-2021-2030_en?prefLang=it.

(11) Nell'ottobre 2019 il gestore ceco del sistema di trasmissione ČEPS ha presentato una prospettiva sull'adeguatezza delle risorse ([3]), presentando due scenari: uno scenario A, uno scenario di riferimento in cui si ipotizza che l'energia elettrica sarà prodotta in centrali elettriche a lignite modernizzate (Prunéřov II, Tušimice, Mělník I e Ledvice PP) e uno scenario B, uno scenario a basse emissioni di carbonio che ipotizza la graduale eliminazione, oltre a quella di Ledvice, di tutte le centrali elettriche a lignite. Entrambi gli scenari comportano problemi di adeguatezza.

(12) Un altro studio più recente, anch'esso condotto da ČEPS ([4]), evidenzia problemi relativi all'adeguatezza della produzione a partire dal 2030 a causa dell'abbandono della lignite e della necessità di portare le importazioni a livelli superiori al 20 % per coprire la domanda ceca. In tutti gli scenari emergono problemi di carenza di energia elettrica a partire dal 2035, che assumono una particolare gravità negli scenari che prevedono una completa eliminazione graduale del carbone nel 2033 (lo scenario centrale che ČEPS considera più probabile) o nel 2030 (lo scenario di decarbonizzazione). Queste prospettive (basate sull'ipotesi di un livello massimo di importazioni nette di 20 TWh a causa dei limiti tecnici e di sicurezza e che, nelle ipotesi successive al 2035, includono la nuova unità nucleare) sottolineano che i livelli di previsione di perdita di carico (LOLE) ([5]) rimarrebbero insoddisfacenti. I calcoli effettuati per lo scenario centrale mostrano che già nel 2030 la capacità di produzione di energia elettrica non è sufficiente per coprire il consumo.

(13) Gli studi presentati dalle autorità ceche tengono conto dei flussi transfrontalieri previsti tra la Cechia e i paesi confinanti. Il sistema elettrico ceco è ben collegato ai sistemi degli Stati membri confinanti e in futuro è previsto un ulteriore aumento della capacità di connessione ([6]). Il mercato ceco dell'energia elettrica del giorno prima è collegato mediante il *Multi-Regional Coupling* ([7]) basato sull'allocazione implicita della capacità transfrontaliera sulla base della capacità netta di trasmissione. Nel giugno 2022 è entrato in funzione il progetto *Core* ([8]) *Flow-Based Market Coupling* ([9]) e la Cechia ha pienamente integrato i suoi mercati dell'energia elettrica del giorno prima e infragiornaliero, realizzando il modello obiettivo del mercato dell'energia elettrica nell'Unione europea quale definito nel regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione, del 24 luglio 2015, che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione ([10]).

([3]) *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040* (MAF CZ), 2019. Per ulteriori informazioni: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-_2019__1.pdf.

([4]) *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040* (MAF CZ), 2022. Per ulteriori informazioni: https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2023/5/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-elektrizacni-soustavy-CR-2022.pdf.

([5]) LOLE sta per «*Loss of Load Expectation*» (previsione di perdita di carico) e rappresenta il numero di ore all'anno in cui, a lungo termine, è statisticamente previsto che l'offerta non soddisfi la domanda.

([6]) Le autorità ceche hanno spiegato che l'interconnessione dei sistemi elettrici cechi con quelli dei paesi confinanti è stata storicamente molto forte e che prevedono che lo scambio di energia elettrica aumenterà ulteriormente in conseguenza della trasformazione del settore energetico. Per quanto riguarda la Cechia, le attuali capacità di interconnessione del mercato sono le seguenti: CZ00-AT00: 900 MW, AT00-CZ00: 900 MW, CZ00-DE00: 2 800 MW, DE00-CZ00: 2 600 MW, CZ00-PLI0: 800 MW, PLE0-CZ00: 800 MW, CZ00-SK00: 2 000 MW, SK00-CZ00: 1 200 MW. Per rafforzare la sicurezza energetica con i paesi confinanti, sono previsti diversi investimenti volti ad aumentare le capacità esistenti. In particolare, nel periodo 2027-2028 è prevista la modernizzazione dell'interconnettore tra Germania e Cechia, che comporterà un aumento della capacità di importazione del mercato di 500 MW in entrambe le direzioni (ossia CZ00-DE00: 3 300 MW e DE00-CZ00: 3 100 MW). Un nuovo interconnettore tra Cechia e Slovacchia (Otrokovice-Ladce) è previsto dopo il 2035 e il conseguente aumento netto della capacità di mercato dovrebbe essere di circa 500 MW in entrambe le direzioni. Per maggiori dettagli, cfr. il piano di sviluppo nazionale ceco 2023-2032, disponibile all'indirizzo: https://www.ceps.cz/en/transmission-system-development. Le autorità ceche sostengono che la Cechia è l'unico paese della regione dell'Europa centrale che soddisfa il criterio del margine minimo del 70 % di capacità disponibile per gli scambi interzonali (di cui all'articolo 16, paragrafo 8, del regolamento (UE) 2019/943 sull'energia elettrica).

([7]) Il *Multi-Regional Coupling* (MRC) collega i mercati dell'energia elettrica di 19 paesi, che rappresentano circa l'85 % del consumo energetico europeo.

([8]) Una regione di calcolo della capacità è un'area geografica in cui i compiti di calcolo della capacità sono coordinati dai gestori dei sistemi di trasmissione. La regione per il calcolo della capacità denominata «CORE» è costituita dai confini tra le zone di offerta di Austria, Belgio, Cechia, Croazia, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovacchia, Slovenia e Ungheria. La regione CORE è una regione istituita dall'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER) con decisione del 2019: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM_0.pdf.

([9]) Il progetto *Core Flow-Based Market Coupling* mira a sviluppare e attuare il funzionamento quotidiano di un coupling del mercato del giorno prima basato sul flusso nella regione CORE.

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

(14) Attualmente la Cechia è un esportatore netto di energia elettrica verso i paesi dell'Europa centrale e orientale, ma secondo il ČEPS questa situazione non è destinata a durare. Secondo le prospettive di adeguatezza del 2019, nel 2025 le esportazioni si ridurranno a 5,4 TWh, con un saldo totale di 1,8 TWh a favore della Cechia. Il saldo dovrebbe diventare negativo nel 2030, con importazioni pari a 8,2 TWh di energia elettrica e un saldo negativo totale di 5,4 TWh nello scenario di riferimento. Nello scenario a basse emissioni di carbonio del 2030, il saldo negativo totale sarebbe di 9,2 TWh.

(15) La produzione di energia elettrica è prevista in calo, mentre il consumo dovrebbe lievemente aumentare, passando dai circa 67 TWh attuali a circa 77,5 TWh nel 2040, nonostante le misure di efficienza energetica previste dalla direttiva (UE) 2018/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica. Le prospettive di adeguatezza del ČEPS del 2022 ipotizzano un aumento apprezzabile della domanda di energia elettrica nei prossimi 15 anni in tutti gli scenari previsti, con uno scenario centrale che mostra un aumento del 46 % a 98 TWh all'anno rispetto al livello attuale di circa 67 TWh. La Cechia prevede inoltre un aumento della domanda di energia elettrica, in parte a seguito del passaggio dal riscaldamento a gas all'uso di pompe di calore e della sostituzione generale del gas con l'energia elettrica nell'industria.

(16) Sebbene la Cechia sia ben collegata ai paesi circostanti, i flussi di energia elettrica son soggetti a notevoli variazioni nei diversi momenti dell'anno. Le prospettive di adeguatezza del 2019 hanno evidenziato che nella regione dell'Europa centrale (regione CORE per il calcolo delle capacità di trasmissione) si prevede il contemporaneo manifestarsi di periodi di carenza di energia elettrica nel sistema in diversi paesi, dovuto a condizioni climatiche, piani di eliminazione graduale del carbone e carenze di approvvigionamento simili ([11]). Le autorità ceche ritengono che il calo della produzione industriale dovuto alla prevista penuria di energia elettrica si tradurrebbe in un indebolimento della crescita economica e della competitività dell'economia ceca, il che potrebbe anche comportare notevoli perdite sul lato delle entrate dei bilanci pubblici. L'eventuale indisponibilità di energia elettrica o la sua carenza per un periodo prolungato può quindi avere un impatto significativo sulla stabilità sociale del paese, con tutte le relative conseguenze negative.

(17) Secondo gli studi menzionati in precedenza, l'energia nucleare emerge come un'opzione più sicura per gli investimenti futuri in energia decarbonizzata in Cechia. Le autorità ceche hanno spiegato che la decisione di investire in nuove capacità nucleari si basava sugli obiettivi di decarbonizzazione del paese, nonché sui risultati delle prospettive di adeguatezza del 2019, che erano un elemento chiave per quantificare la necessità di nuovi investimenti nell'energia nucleare. Il governo ceco prevede un'espansione di nuova capacità nucleare (compreso l'investimento notificato) pari a circa 4 GW tra il 2036 e il 2050.

2.2. **Obiettivi e contesto**

(18) Le autorità ceche prevedono di mantenere o aumentare il ruolo dell'energia nucleare nella produzione di energia del paese, contribuendo così alla decarbonizzazione del proprio mix energetico, alla creazione di posti di lavoro e alla competitività industriale, nonché ad affrontare le preoccupazioni in materia di sicurezza dell'approvvigionamento esposte in precedenza. Il progetto fa parte di un programma più ampio a sostegno delle fonti di produzione di energia elettrica a basse emissioni di carbonio, il cui obiettivo è una produzione di energia nucleare corrispondente a circa il 50 % della capacità complessiva di produzione di energia elettrica in Cechia. In effetti, l'aspetto del rafforzamento del ruolo dell'energia nucleare è stato già approfondito dal piano d'azione nazionale per lo sviluppo dell'energia nucleare ([12]) in Cechia, approvato nel giugno 2015.

([11]) Secondo i risultati della modellizzazione, la carenza di energia elettrica interesserà Austria, Belgio, Polonia, Slovacchia, Ungheria, ma anche ad esempio Italia, Lituania e Serbia, che fanno parte della regione CORE.

([12]) *National Action Plan for the Development of the Nuclear Energy Sector in the Czech Republic*, del 22 maggio 2015, https://www.mpo.cz/assets/en/energy/electricity/nuclear-energy/2017/10/National-Action-Plan-for-the-Development-of-the-Nuclear-_2015_.pdf.

(19) Attualmente in Cechia sono attive sei centrali nucleari, a Temelín ([13]) e a Dukovany ([14]). Secondo le autorità ceche, le quattro unità esistenti nel sito di Dukovany dovrebbero essere chiuse tra il 2045 e il 2047, a condizione che, ogni dieci anni nel corso della loro vita utile, l'Ufficio statale per la sicurezza nucleare approvi i requisiti di sicurezza della centrale nucleare esistente. Le autorità ceche dichiarano che attualmente non vi è alcun impegno specifico a mantenerle in funzione oltre tale periodo.

(20) La proposta di PNEC aggiornato ([15]) per la Cechia fissa obiettivi di diversificazione energetica per la quota di singoli combustibili i) rispetto al totale delle fonti di energia primaria (esclusa l'energia elettrica) e ii) rispetto alla produzione di energia elettrica. Le autorità ceche hanno spiegato che la quota di energia nucleare per il 2022 era rispettivamente del 15 % e del 37 %, mentre il livello obiettivo per il 2040 era fissato al 25-33 % per le fonti di energia primaria (esclusa l'elettricità) e al 46-58 % per la produzione di energia elettrica.

(21) Nel PNEC è considerato essenziale un aumento della quota di energia nucleare e di fonti rinnovabili per sostituire i combustibili fossili al fine di rispettare gli impegni a lungo termine di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. La Cechia si è impegnata a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050. Per conseguire tale obiettivo, la struttura del mercato ceco dell'energia e le fonti di produzione di energia elettrica dovranno cambiare in modo significativo. Gli impianti di produzione di energia elettrica da combustibili fossili ad alto tenore di carbonio dovranno essere gradualmente eliminati, parallelamente alla disattivazione della capacità di produzione di energia nucleare obsoleta.

(22) Secondo le autorità ceche, il paese si trasformerà in un importatore netto di energia elettrica entro il 2030 e non investire in nuove capacità nucleari aggraverebbe la sua dipendenza dalle importazioni di energia elettrica. La Cechia afferma che il progetto svolgerà un ruolo determinante nel garantire la sicurezza energetica e l'affidabilità dell'approvvigionamento di energia elettrica, in quanto condizione essenziale per trasformare il mix di produzione al fine di conseguire la neutralità carbonica in Cechia. Inoltre, secondo quanto affermato dalla Cechia, poiché le centrali elettriche a lignite e a carbone che forniscono energia elettrica sul mercato sono attualmente in fase di disattivazione, si prevede di avere un settore dell'energia elettrica orientato alle importazioni a partire dal 2025.

(23) Considerando l'entità del fabbisogno di capacità sostitutive e gli obiettivi nazionali di decarbonizzazione e sicurezza dell'approvvigionamento, data la dipendenza dell'economia e della base industriale ceche dalle risorse energetiche, la Cechia ha concluso che sono necessarie consistenti nuove capacità nucleari sostitutive. Le autorità ceche sottolineano che gli investimenti nelle fonti di energia nucleare a basse emissioni di carbonio, insieme alle fonti energetiche rinnovabili e ad altre tecnologie energetiche a zero emissioni nette, contribuiranno al conseguimento degli obiettivi dell'UE in materia di sostenibilità e protezione dell'ambiente ([16]).

(24) La Cechia ha inoltre spiegato che il progetto contribuirà anche direttamente agli obiettivi di REPowerEU in quanto ridurrà la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili, che sono soggetti a fluttuazioni dei prezzi e a rischi geopolitici, e consentirà inoltre il rafforzamento della sicurezza energetica ([17]).

2.3. **Opzioni alternative per garantire un mix energetico a basse emissioni di carbonio**

(25) Le autorità ceche hanno esaminato diverse opzioni per garantire un mix energetico a basse emissioni di carbonio, vale a dire investimenti nelle fonti energetiche rinnovabili, produzione di energia elettrica dal gas, aumento delle importazioni, gestione della domanda ed energia nucleare. Ulteriori dettagli sulle alternative considerate sono presentati nella decisione di avvio, punti da 19 a 21.

([13]) Le due unità esistenti nel sito di Temelín con reattori ad acqua pressurizzata VVER-1000/320 sono state commissionate nel 2002 e nel 2003, con un ciclo di vita previsto di 60 anni. Hanno complessivamente una capacità installata di 2,18 GW.

([14]) Le quattro unità esistenti nel sito di Dukovany con reattori ad acqua pressurizzata VVER-440/213 sono state commissionate tra il 1985 e il 1987, con un ciclo di vita inizialmente previsto di 30 anni, ulteriormente prorogato di 20 anni. Hanno complessivamente una capacità installata di 2,04 GW.

([15]) Cfr. considerando 8 e nota a piè di pagina 2.

([16]) Comunicazione della Commissione «Un futuro sicuro — Il traguardo climatico europeo per il 2040 e il percorso verso la neutralità climatica entro il 2050 all'insegna di una società giusta, prospera e sostenibile», 6 febbraio 2024, COM(2024) 63 final.

([17]) Comunicazione della Commissione, Piano REPowerEU, 18 maggio 2022, COM(2022) 230 final.

(26) A causa delle specificità geografiche e delle difficoltà nell'elaborazione di progetti riguardanti le energie rinnovabili su larga scala in Cechia, il nucleare è risultata l'opzione preferita dalle autorità ceche ([18]), le quali ritengono che il lungo ciclo di vita, le basse emissioni di CO_2, l'elevato coefficiente di utilizzo della capacità, l'elevata concentrazione di combustibile e la stabilità, l'affidabilità e la prevedibilità del suo funzionamento costituiscano vantaggi importanti. Le due centrali nucleari di Dukovany e Temelín sono ben collegate a siti industriali e di ricerca e innovazione. Per tali motivi, lo sviluppo dell'energia nucleare è stato individuato come un obiettivo strategico, che si aggiunge agli altri obiettivi della Cechia in materia di sicurezza e sostenibilità energetica (aumento della quota di fonti energetiche rinnovabili, eliminazione graduale delle centrali elettriche a lignite, ecc.).

2.4. Opzioni alternative riguardo ai meccanismi di finanziamento dell'energia nucleare

(27) Il 1º ottobre 2021 la Cechia ha adottato la legge sulle misure per la transizione del paese verso un'energia a basse emissioni di carbonio ([19]) («legge su un'energia a basse emissioni di carbonio»). Tale legge stabilisce il quadro per la costruzione e il funzionamento dopo il 2030 di centrali nucleari di potenza superiore a 100 megawatt (MW) in Cechia, tra cui rientra il progetto in esame ([20]).

(28) Ulteriori dettagli sulle alternative considerate sono presentati nella decisione di avvio, punti da 24 a 31.

3. DESCRIZIONE DETTAGLIATA DELLE MISURE

3.1. Modifiche delle misure da parte della Cechia a seguito della decisione di avvio

(29) In risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella sua decisione di avvio (cfr. la sezione 3.13), la Cechia ha modificato alcuni elementi delle misure inizialmente previste.

(30) In particolare, tali modifiche riguardano:

— la durata del contratto di acquisto di energia elettrica («contratto di acquisto»), che è stata ridotta da 60 a 40 anni (cfr. considerando da 83 a 85);

— la formula per il calcolo della remunerazione del beneficiario prevista nel contratto di acquisto, che è stata modificata al fine di introdurre ulteriori incentivi finanziari a tenere comportamenti efficienti sotto il profilo della programmazione della gestione e della manutenzione (cfr. considerando da 83 a 106);

— la giustificazione del tasso auspicato di rendimento del capitale proprio (*return on equity*, RoE), in cui la Cechia ha eliminato il premio per il rischio nucleare/il premio separato per il maggior rischio («SMRP») (cfr. considerando da 120 a 140);

— il meccanismo di condivisione degli utili, in cui è stato introdotto un fattore di ripartizione leggermente più elevato dopo il termine del contratto di acquisto per tenere conto dell'aumento dei rischi derivante in particolare dalla minore durata del contratto stesso (cfr. considerando da 161 a 169);

— l'introduzione di condizioni per lo scambio dell'energia elettrica prodotta dalla centrale nucleare nel corso del suo ciclo di vita (cfr. considerando da 112 a 118);

— stime aggiornate dei costi di costruzione e di esercizio della centrale nucleare per riflettere gli sviluppi del mercato (cfr. sezione 3.6.6).

([18]) Le autorità ceche illustrano l'importanza delle fonti rinnovabili per gli sforzi di decarbonizzazione della Cechia, ma riconoscono anche i propri limiti nello sviluppo di capacità di produzione di energia elettrica su larga scala in Cechia (cfr. considerando 9, supra). Inoltre la Cechia ha preso in considerazione altre alternative (come le importazioni per far fronte al deficit di produzione di energia o la produzione di energia elettrica alimentata a gas naturale), presentate nella decisione di avvio (cfr. punti da 19 a 21). Sulla base di quanto precede, la Cechia ha deciso che una combinazione di risorse nucleari e rinnovabili ha costi di sistema inferiori e rappresenta pertanto un percorso di decarbonizzazione efficiente sotto il profilo dei costi.

([19]) Le autorità ceche spiegano che la legge su un'energia a basse emissioni di carbonio è stata preceduta da un ampio processo di consultazione nel 2020 e nel 2021, da cui sono emersi un diffuso favore dell'opinione pubblica (63-65 % a lungo termine) e un ampio sostegno politico.

([20]) La presente decisione non riguarda eventuali aiuti di Stato a favore di altri progetti ai sensi della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio, bensì esclusivamente il sostegno al progetto.

(31) Le modifiche di cui sopra sono illustrate dettagliatamente nel prosieguo della sezione 3 della presente decisione.

3.2. **I beneficiari**

3.2.1. *ČEZ e EDU II*

(32) ČEZ è l'unico gestore di centrali nucleari in Cechia. È una società per azioni quotata nelle borse di Praga e di Varsavia ed è la società madre del gruppo ČEZ, attivo in diversi paesi europei (in particolare Austria, Cechia, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Polonia e Slovacchia). Il gruppo ČEZ opera principalmente nella produzione, nello scambio, nella distribuzione e nella vendita di energia elettrica e termica e, in misura minore, anche nel commercio di materie prime, nella distribuzione e nella fornitura di gas, nell'estrazione mineraria e nei servizi energetici ([21]). L'azionista di maggioranza di ČEZ, con una partecipazione del 69,78 %, è lo Stato ceco, e i diritti di azionista sono esercitati dal ministero delle Finanze.

(33) Il beneficiario diretto della misura è Elektrárna Dukovany II a. s. («EDU II»), una controllata al 100 % di ČEZ, creata per la costruzione e la gestione della nuova centrale nucleare nel sito di Dukovany. EDU II sarà il beneficiario del contratto di acquisto concluso con la società veicolo ([22]) e dell'aiuto finanziario rimborsabile ([23]). EDU II e ČEZ godono anche di un meccanismo di protezione degli investimenti in caso di cambiamento della normativa o della linea politica.

(34) La Cechia ha spiegato che il progetto sarà supervisionato da due comitati (il comitato direttivo strategico del progetto e il comitato direttivo del progetto) e da un gruppo dirigente esecutivo con esperienza nelle centrali nucleari e in quelle convenzionali:

— il comitato direttivo strategico del progetto ([24]) (in cui è presente una rappresentanza di ČEZ) è il più alto organo di progetto all'interno del gruppo ČEZ. È presieduto dall'amministratore delegato di ČEZ ed è composto da membri del consiglio di amministrazione di ČEZ e da altri importanti dirigenti di ČEZ e EDU II, quali l'amministratore delegato di EDU II e il direttore del progetto;

— il comitato direttivo del progetto è responsabile della gestione del progetto effettuata congiuntamente da ČEZ e EDU II. È presieduto dall'amministratore delegato di EDU II ed è composto da membri di ČEZ e EDU II, che sono responsabili delle singole parti del progetto. I membri del consiglio di amministrazione di ČEZ hanno il diritto di partecipare regolarmente alle riunioni di tale consiglio.

(35) Mentre ČEZ è il promotore del progetto incaricato di svolgere il controllo strategico e supervisionare il progetto, EDU II è un soggetto distinto che svolgerà tutte le funzioni di gestione sotto il controllo di fatto e la supervisione di ČEZ. Le autorità ceche affermano che ČEZ e EDU II saranno gestite in modo indipendente l'una dall'altra per i motivi di seguito esposti.

([21]) Gruppo ČEZ, relazione finanziaria annuale 2022, pag. 2, disponibile all'indirizzo: https://www.cez.cz/en/investors/financial-reports/annual-reports.

([22]) Per spiegazioni, cfr. considerando 40.

([23]) Per maggiori dettagli, cfr. considerando da 170 a 180.

([24]) Le principali responsabilità del comitato direttivo strategico del progetto consistono nell'approvare il piano del progetto, i suoi aggiornamenti periodici e i criteri per il proseguimento e il completamento del progetto; nominare i membri del comitato direttivo del progetto e impartire direttive per l'attuazione da parte del comitato direttivo del progetto; decidere in merito a eventuali questioni sollevate dal comitato direttivo del progetto; approvare il passaggio del progetto da una fase all'altra e definire i criteri da soddisfare per l'accettazione del progetto; valutare le condizioni di sicurezza del progetto; valutare rischi significativi per la sicurezza ed eventuali incidenti di sicurezza significativi del progetto e, di conseguenza, imporre misure per la loro attenuazione e/o risoluzione; approvare la valutazione finale del progetto dopo il rilascio del certificato di accettazione finale al termine del periodo di garanzia.

(36) In primo luogo, la Cechia stabilisce che vi sarà una chiara separazione giuridica e finanziaria tra EDU II e ČEZ. La struttura di governance ([25]) garantirà l'indipendenza di EDU II da ČEZ ed eliminerà di fatto ogni incentivo che potrebbe indurre quest'ultima a interferire indebitamente nella gestione quotidiana di EDU II.

(37) In secondo luogo, le clausole del contratto di acquisto mireranno a salvaguardare l'interesse dello Stato ad assicurare l'approvvigionamento e a garantire meccanismi sanzionatori in caso di violazione degli obblighi contrattuali da parte di EDU II. In ogni caso, lo Stato, attraverso la propria partecipazione in ČEZ ([26]), potrebbe anche provvedere affinché la piena gestione della centrale elettrica da parte di EDU II non sia ostacolata.

(38) In terzo luogo, la Cechia spiega che EDU II ha un forte incentivo economico a operare in modo efficiente sul mercato dell'energia elettrica, come garantito dalla formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto. Qualsiasi attività volta a ridurre le entrate di EDU II sarebbe contraria all'interesse economico della società.

(39) In quarto luogo, la Cechia spiega che il progetto è di fondamentale importanza per il portafoglio di produzione di elettricità e per i risultati finanziari del gruppo ČEZ, in particolare dopo l'abbandono del carbone e la chiusura di Dukovany I (attualmente prevista tra il 2045 e il 2047, cfr. considerando 19). Secondo il piano aziendale preparato da ČEZ (cfr. considerando 76), il gruppo ČEZ stima che gli utili medi annui al lordo di interessi, imposte, deprezzamento e ammortamento (EBITDA) di EDU II nel corso della durata del progetto siano di circa [200-500] milioni di EUR in termini reali del 2020, il che, a parità delle altre condizioni, rappresenta un aumento di circa il [10-20] % rispetto all'attuale EBITDA del gruppo se pienamente consolidato. Ciò significa pertanto che il progetto, per la sua entità, in particolare rispetto all'attuale portafoglio di produzione di energia elettrica e al bilancio di ČEZ, avrà implicazioni sostanziali per il gruppo ČEZ nel suo complesso.

3.2.2. *La società veicolo*

(40) Il contratto di acquisto (cfr. sezione 3.6) per il prelievo dell'energia elettrica prodotta dalla centrale nucleare è previsto sotto forma di un contratto tra lo Stato ed EDU II, il principale beneficiario del progetto. Il prospetto delle condizioni (*Term Sheet*) del contratto di acquisto firmato tra lo Stato ed EDU II stabilisce che lo Stato avrà il diritto di cedere/delegare determinati diritti e obblighi derivanti dal contratto (o da una sua parte specifica) a una persona giuridica interamente controllata dallo Stato, titolare di una licenza per lo scambio commerciale di energia elettrica ai sensi della legge sull'energia («società veicolo»), che diventerebbe parte di tale accordo a seguito della cessione/delega.

(41) Se i prezzi dell'energia elettrica sono superiori al prezzo di esercizio del contratto di acquisto (illustrato ai considerando da 94 a 106), la società veicolo non richiederà risorse aggiuntive da parte dello Stato. Se il prezzo di esercizio del contratto di acquisto è superiore ai prezzi di mercato dell'energia elettrica, lo Stato dovrà colmare la differenza di prezzo mediante risorse statali, in particolare attraverso il bilancio dello Stato e/o mediante prelievi sui consumi, in linea con la formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto (illustrata ai considerando da 88 a 93). L'articolo 8 della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio lascia allo Stato la possibilità di utilizzare uno o entrambi i meccanismi finanziari. Le autorità ceche hanno spiegato che si tratterebbe probabilmente di bilancio dello Stato combinato con prelievi specifici.

(42) L'articolo 8 della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio stabilisce le norme che consentono alla società veicolo di stabilire un onere che i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione possono riscuotere dai consumatori di energia elettrica e versare alla società veicolo. L'autorità nazionale di regolamentazione dell'energia (l'Ufficio di regolamentazione dell'energia) determinerebbe il metodo e i tempi di contabilizzazione e di erogazione

([25]) La struttura di governance di ČEZ e di EDU II può essere consultata sui rispettivi siti web: https://www.cez.cz/en/cez-group/cez/governing-bodies-of-cez e https://www.cez.cz/cs/o-cez/skupina-cez/vyznamne-spolecnosti-skupiny-cez/elektrarna-dukovany-ii/informace-o-spolecnosti. Le autorità ceche hanno spiegato che EDU II è un soggetto commerciale distinto, gestito in modo indipendente dal proprio consiglio di amministrazione e controllato dal consiglio di vigilanza. In particolare, il consiglio di amministrazione di EDU II è tenuto ad agire con la dovuta diligenza gestionale e nell'interesse della società. Tra gli altri meccanismi volti a garantire l'indipendenza di EDU II figurano i diritti e gli obblighi chiaramente definiti nei termini contrattuali conclusi tra ČEZ ed EDU II, il divieto di trasferire le azioni e la proprietà di EDU II al gruppo ČEZ.

([26]) La struttura azionaria di ČEZ può essere consultata sul sito web seguente: https://www.cez.cz/en/investors/shares/structure-of-shareholders.

del prelievo a copertura dei relativi costi. Le autorità ceche hanno inoltre confermato che, in caso di ricorso a un prelievo, se il relativo gettito non fosse sufficiente a coprire i costi della società veicolo, il resto dei costi sarebbe coperto dal bilancio dello Stato. Per contro, qualora l'eventuale prelievo dovesse generare entrate superiori ai costi, tale eccedenza andrebbe a beneficio del bilancio dello Stato. Le autorità ceche hanno affermato che eventuali costi della società veicolo sarebbero compensati nell'ambito della misura esclusivamente a condizione che siano sostenuti a condizioni di mercato ([27]). Inoltre anche la legislazione in materia di appalti pubblici garantirà che la società veicolo operi a condizioni di mercato.

(43) La misura 1 fa confluire in modo efficace i flussi di cassa attraverso la società veicolo (cfr. sezione 3.6). La società veicolo pertanto si farà carico delle perdite e percepirà i proventi della vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta da EDU II. In condizioni di mercato favorevoli, la società veicolo tratterrà pertanto gli utili derivanti dall'attività di vendita di energia elettrica. Le autorità ceche hanno spiegato che tali entrate saranno alla fine fatte confluire nel bilancio dello Stato (o saranno utilizzate per finanziare il sostegno a investimenti nelle energie rinnovabili, riducendo il rispettivo prelievo), in quanto la società veicolo sarà interamente di proprietà e controllata dalla Cechia. Le autorità ceche hanno spiegato che nell'ambito della misura non è prevista alcuna distribuzione diretta dei ricavi ai clienti di energia elettrica.

(44) La società veicolo sarà titolare di una licenza per lo scambio commerciale di energia elettrica ai sensi della legge ceca sull'energia, che le consentirà di collocare la produzione di EDU II sui mercati all'ingrosso dell'energia elettrica. Essa dovrebbe fungere principalmente da responsabile del bilanciamento nei confronti dell'operatore di mercato ceco, OTE.

(45) Le autorità ceche hanno spiegato che l'obiettivo di tale struttura è ridurre il rischio di potenziali distorsioni del mercato dovute alla concentrazione del potere di mercato all'interno del gruppo ČEZ.

(46) Le autorità ceche prevedono che la società veicolo istituirà al proprio interno un'unità per le attività di negoziazione. Hanno tuttavia indicato che la società veicolo, se lo ritiene più appropriato ed efficace sotto il profilo dei costi alla luce dell'approccio di scambio scelto, può indire una gara d'appalto competitiva, trasparente e non discriminatoria aperta a tutte le parti idonee al fine di esternalizzare alcune delle proprie funzioni, tra cui, ad esempio, il ruolo di responsabile del bilanciamento o la funzione di negoziazione in futuro, laddove vi sia un numero sufficiente di potenziali controparti qualificate nel mercato pertinente. Tuttavia in nessun caso la negoziazione di energia elettrica da parte della società veicolo può essere esternalizzata al gruppo ČEZ o a soggetti che fanno parte di detto gruppo.

(47) Pertanto la società venderà energia elettrica sul mercato all'ingrosso utilizzando la propria unità di negoziazione o ne esternalizzerà la gestione stipulando un contratto con un terzo, che si impegnerà quindi a vendere l'energia elettrica sul mercato per suo conto. La società veicolo può anche concludere contratti bilaterali per la vendita di energia elettrica o contratti di copertura con singoli clienti oltre alla vendita sui mercati (a pronti) del giorno prima e infragiornalieri.

(48) La Cechia ha spiegato che la costituzione della società veicolo è prevista non prima del 2030, ma almeno 12 mesi prima della messa in servizio della nuova centrale nucleare, al fine di evitare costi inutili, tenuto conto delle incertezze legate al mercato e al contesto normativo dopo il 2030. Secondo la Cechia, la società veicolo sarà costituita ai sensi del diritto nazionale e dell'Unione europea applicabile, garantendo in particolare i principi di indipendenza, competenza e trasparenza. In base alla legge su un'energia a basse emissioni di carbonio, la società veicolo dovrebbe essere un soggetto interamente di proprietà statale, titolare di una licenza per lo scambio commerciale di energia elettrica ([28]).

(49) La società veicolo non farà parte di un gruppo integrato verticalmente controllato da ČEZ. La struttura societaria della società veicolo sarà interpretata ai sensi della legge n. 90/2012 Racc. sulle società commerciali e le cooperative (legge sulle società commerciali), comprese le norme sul dovere di diligenza gestionale da parte dei membri degli organi della società veicolo. Il consiglio di vigilanza della società veicolo sarà istituito per garantire i principi di competenza e trasparenza. Sarà inoltre istituito un comitato di audit indipendente incaricato di supervisionare tutte le attività contabili e di revisione contabile della società veicolo.

([27]) Le autorità ceche hanno spiegato che le condizioni di mercato per i costi di esercizio della società veicolo saranno garantite mediante un raffronto con i costi di riferimento di altri operatori che operano nello stesso mercato. Tali costi sarebbero periodicamente controllati e sottoposti ad audit. I costi di esercizio della società veicolo sarebbero coperti da ricavi di mercato superiori al prezzo di esercizio, se presenti. Altrimenti sarebbero coperti dallo Stato.

([28]) L'articolo 6, comma 1, della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio recita: «Il ministero autorizza un soggetto giuridico interamente statale in possesso di una licenza per lo scambio commerciale di energia elettrica ai sensi della legge sull'energia (di seguito "soggetto autorizzato") ad adempiere agli obblighi derivanti dall'accordo di *off-take* e agli obblighi da esso derivanti ai sensi della presente legge».

3.2.3. *La selezione del beneficiario*

(50) Le autorità ceche hanno spiegato che la scelta dell'attuale modello di progetto e di ČEZ in qualità di promotore del progetto è frutto di una valutazione approfondita da parte del governo, che però non è stata preceduta da una gara d'appalto, da una procedura di selezione o da un invito pubblico a manifestare interesse.

(51) Nel giugno 2017 il comitato permanente per l'energia nucleare ha elaborato e discusso una relazione ([29]) che sintetizza l'analisi effettuata e la valutazione dei vari modelli di investitori (compresi consorzi di imprese private) e dei modelli di finanziamento presi in considerazione per il progetto. Nella relazione erano presentate tre opzioni. La prima opzione era costituita da un consorzio di investitori privati, con tre sub-opzioni: i) un consorzio di investitori che esclude completamente la partecipazione dello Stato ceco o del gruppo ČEZ; ii) un consorzio di investitori con una partecipazione di minoranza detenuta dal gruppo ČEZ; e iii) un consorzio di investitori con una partecipazione di minoranza detenuta dallo Stato. La prima opzione è stata scartata perché lo Stato poteva esercitare un controllo limitato sul completamento del progetto. La seconda opzione prevedeva la completa realizzazione del progetto da parte di un soggetto statale distinto, incaricato della costruzione e della gestione di una nuova centrale nucleare. Pur ritenendo che offrisse sufficiente sicurezza, questa opzione è stata scartata a causa della forte incidenza sul bilancio e della mancanza di conoscenze tecniche sufficienti.

(52) La terza opzione, in cui ČEZ era il promotore del progetto ([30]), è stata considerata ottimale dalle autorità ceche, in quanto garantiva il necessario controllo statale (in particolare attraverso la costituzione della società veicolo) e si avvaleva dell'esperienza di ČEZ nella costruzione e nel funzionamento di centrali nucleari. Secondo le autorità ceche, ČEZ è il soggetto più adatto ad agire in qualità di promotore e investitore del progetto, anche in ragione della partecipazione di maggioranza detenuta nella società dallo Stato ceco tramite il ministero delle Finanze, che rassicura il governo ceco per quanto riguarda gli aspetti di sicurezza nazionale e della disponibilità di fondi per il capitale proprio necessario. Tale opzione è stata approvata a seguito della risoluzione governativa n. 485 dell'8 luglio 2019.

(53) Le autorità ceche hanno spiegato che ČEZ ha una vasta esperienza nel mercato come credibile e capace costruttore e gestore di centrali nucleari in Cechia e ha un'ottima conoscenza del quadro legislativo e normativo, comprese le procedure di rilascio delle licenze. Essendo una delle dieci maggiori imprese energetiche in Europa, il gruppo ČEZ ha esperienza anche nella ricerca nucleare, nella pianificazione, nella costruzione e nella manutenzione di impianti energetici e nel trattamento di sottoprodotti energetici. Le autorità ceche hanno pertanto spiegato che ČEZ dispone di personale altamente qualificato con esperienza non solo nel settore dell'energia nucleare, ma anche negli appalti pubblici e nella contrattazione, il che dovrebbe costituire una risorsa per la realizzazione del progetto.

(54) Secondo le autorità ceche, la disponibilità di siti idonei per la costruzione di una centrale nucleare e la razionalità economica di tale costruzione costituiscono altri aspetti importanti del progetto. Sotto il profilo della stabilità del sottosuolo, della disponibilità di acqua e della possibilità di trasmissione dell'energia prodotta, in Cechia le condizioni geologiche, geografiche e tecniche idonee per la costruzione di una nuova centrale nucleare sono limitate. Le autorità ceche hanno ritenuto che le migliori condizioni, verificate grazie a più di 30 anni di funzionamento delle unità esistenti, si trovassero a Dukovany.

(55) Le autorità ceche hanno illustrato in dettaglio gli sforzi preparatori compiuti da ČEZ fino ad oggi. Nello specifico, ČEZ ha acquisito la proprietà del sito proposto per la centrale nucleare attraverso un processo avviato nell'aprile 2008 e conclusosi nel 2021. ČEZ ha inoltre condotto studi di fattibilità con l'obiettivo di accelerare la tempistica della realizzazione del progetto e di ridurre i costi associati. Tali attività sono state intraprese per ridurre il deficit di

([29]) *Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modeldi financování pro zajištění návratnosti investic* (Comitato permanente per l'energia nucleare, *Analisi di un modello di investitore adeguato per la costruzione di una nuova centrale nucleare e proposta di possibili modelli di finanziamento per garantire un rendimento dell'investimento*, giugno 2017).

([30]) Nel 2018 tale modello è stato oggetto di un'ulteriore valutazione in una relazione complementare: *Analýza vybraných investorských model, výstavby nových jaderných zdrojdi a způ sobu jejich financování*. Tale relazione ha tenuto conto dei costi unitari di produzione dell'energia elettrica previsti per le diverse varianti di proprietà, di un'analisi SWOT dettagliata di ciascuna variante, del modo in cui ciascuna variante soddisfa al meglio gli obiettivi della politica energetica dello Stato e del piano d'azione nazionale per l'energia nucleare; e dell'incidenza di ciascun modello sul bilancio. La relazione comprendeva anche una valutazione dei rischi.

capacità previsto e garantire la sicurezza dell'approvvigionamento del sistema. La Cechia ha inoltre sottolineato che progetti alternativi con orizzonti di sviluppo più lunghi non risponderebbero in modo adeguato ai problemi di approvvigionamento immediato. Le autorità ceche hanno spiegato che, nel caso in cui un altro promotore del progetto dovesse cercare un sito idoneo per una centrale nucleare in Cechia, sono stati stimati ritardi rilevanti, anche di 14 anni rispetto al calendario del progetto, cui si aggiungono maggiori rischi e costi. Le autorità ceche hanno infine spiegato che, nel caso di un altro promotore del progetto, si dovrebbero probabilmente sostenere costi aggiuntivi pari a circa [200-700] milioni di EUR, a copertura del valore del sito della centrale nucleare, delle attività autorizzative e di sviluppo e delle sinergie con le infrastrutture delle centrali nucleari esistenti.

(56) ČEZ e EDU II dispongono già di una serie di licenze e approvazioni essenziali per la realizzazione del progetto, quali una valutazione dell'impatto ambientale e un'autorizzazione riguardante l'ubicazione ai sensi della legge sull'energia atomica nonché un'autorizzazione statale per una nuova centrale nucleare. Sta andando avanti anche la procedura per ottenere la licenza edilizia e l'autorizzazione urbanistica, richieste dalle norme nazionali.

(57) Le autorità ceche hanno spiegato che l'economia del paese è fortemente esposta a minacce provenienti da fonti esterne per quanto riguarda la fornitura di energia. La proprietà pubblica della maggior parte delle azioni di ČEZ è stata un aspetto importante nella selezione, in particolare dal punto di vista della salvaguardia degli interessi di sicurezza nazionale della Cechia.

(58) Ampliando la capacità di produzione di energia nucleare nel portafoglio del gruppo ČEZ al fine di sostituire alcune delle capacità di produzione di energia esistenti che in futuro saranno disattivate, il progetto costituisce un elemento centrale della strategia aziendale a medio e lungo termine di ČEZ.

(59) La Cechia ha infine sostenuto che ČEZ era l'unica alternativa praticabile per il progetto che consentisse di non influire su eventuali progetti futuri.

3.3. **Descrizione generale del progetto**

(60) Il progetto consiste nella costruzione e nel funzionamento di una nuova centrale nucleare nel sito di Dukovany, Cechia, con una capacità fino a 1 200 MW.

(61) La legge su un'energia a basse emissioni di carbonio, che crea un quadro generale per il sostegno agli investimenti nel settore nucleare, non è oggetto della presente decisione in quanto costituisce una legge di applicazione generale distinta dalle misure di sostegno statale specificamente concepite e previste per il progetto.

(62) Il sostegno statale consiste in un pacchetto di tre misure.

(63) Misura 1: un contratto di acquisto di energia elettrica («contratto di acquisto» o «accordo di *off-take*») tra il beneficiario principale, EDU II, una controllata al 100 % di ČEZ, e lo Stato, rappresentato dal ministero dell'Industria e del commercio («ministero»). L'energia elettrica sarà venduta a un'impresa agente in qualità di società veicolo, costituita in un momento successivo, di proprietà dello Stato e da questi gestita direttamente (cfr. sezione 3.6).

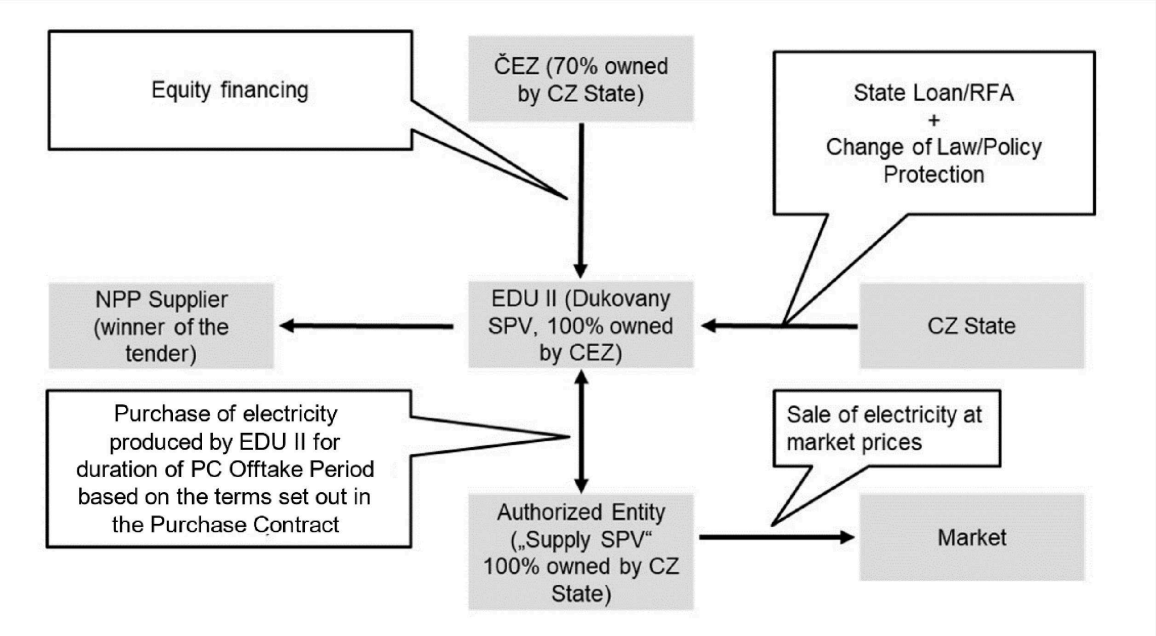
(64) Misura 2: un prestito statale (aiuto finanziario rimborsabile) a un tasso d'interesse agevolato che copre, in linea di principio, il 100 % dei costi di costruzione (cfr. sezione 3.7).

(65) Misura 3: un meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica, a tutela di ČEZ in qualità di investitore (talvolta denominato anche «investitore»; cfr. sezione 3.8).

(66) I beneficiari (cfr. sezione 3.2) e la struttura del progetto sono presentati nella figura seguente:

Figura 1

Struttura del progetto di Dukovany



Fonte: autorità ceche.

(67) Il progetto si articola in cinque fasi:

— fase 1: preparazione e selezione dei fornitori [2020-2025];

— fase 2: lavori preliminari [2025-2029];

— fase 3: costruzione e messa in servizio [2030-2036];

— fase 4: periodo di garanzia [2036-2038];

— fase 5a: funzionamento [2038-2096];

— fase 5b: disattivazione [2096-2116].

(68) La centrale nucleare di nuova costruzione dovrebbe essere messa in servizio nel 2036 per un periodo di funzionamento di prova, mentre l'attività commerciale dovrebbe iniziare nel 2038. L'impianto avrà un ciclo di vita utile di 60 anni e la sua disattivazione è prevista nel 2096.

(69) Le autorità ceche hanno spiegato che un primo contratto di esecuzione concluso tra lo Stato ceco, ČEZ ed EDU II disciplina la fase 1 del progetto, vale a dire fino alla selezione del contraente incaricato della progettazione, dell'approvvigionamento dei materiali e della costruzione (*engineering, procurement and construction* - EPC). Tale contratto serve, tra l'altro, gli interessi fondamentali della Cechia in materia di sicurezza durante l'attuazione del progetto e garantisce l'accesso della Cechia alle informazioni sul progetto nonché l'attuazione dei requisiti di sicurezza per le procedure di selezione. Tale fase dovrebbe essere ultimata nel 2025. Per le fasi 2 e 3 del progetto (ossia lavori preliminari, costruzione e messa in servizio), il primo contratto di esecuzione prevede che entro il 31 dicembre 2024 sia firmato il secondo contratto di esecuzione o contratto di acquisto in sostituzione del primo contratto di esecuzione. Dopodiché l'assetto contrattuale comprenderà il contratto di acquisto, un accordo tra investitori e una decisione dello Stato di fornire l'aiuto finanziario rimborsabile.

(70) La Cechia afferma che, poiché il progetto riveste un interesse fondamentale sotto il profilo della sicurezza nazionale, lo Stato ha dovuto includere condizioni nel quadro contrattuale che gli assicurano di avere un controllo sufficiente sul progetto. Tali condizioni sono stabilite nel primo contratto di esecuzione, anche per quanto riguarda la condivisione di informazioni riservate e le questioni relative alla sicurezza dello Stato. Nell'ambito di tale contratto, le parti ritengono che gli interessi di sicurezza nazionale costituiscano un motivo valido per una deroga alle norme nazionali in materia di appalti pubblici a norma dell'articolo 29, lettera a), della legge n. 134/2016 sugli appalti pubblici ([31]) per la selezione di una parte contraente per la costruzione della centrale elettrica.

(71) ČEZ ed EDU II hanno portato all'attenzione dell'Ufficio nazionale per la tutela della concorrenza la questione dell'organizzazione di gare d'appalto al di fuori del sistema previsto dalla legge sugli appalti pubblici e hanno ottenuto un parere favorevole il 15 giugno 2020 prima di procedere alla gara d'appalto ([32]).

(72) L'appaltatore EPC sarà incaricato della progettazione, della costruzione e della messa in servizio del progetto. A seguito della decisione dello Stato di escludere i richiedenti di Stati che non hanno aderito all'accordo sugli appalti pubblici ([33]), al momento dell'avvio della procedura di appalto vi erano tre possibili scelte tecnologiche:

— l'AP1000 progettato da Westinghouse Electric Company LLC (Stati Uniti);

— l'APR1000+ progettato da Korea Hydro & Nuclear Power (Corea del Sud); e

— l'EPR 1200 progettato da EdF (Francia).

(73) La gara d'appalto per la selezione del contraente EPC è stata indetta da ČEZ, tramite la sua controllata EDU II, nel marzo 2022 e le offerte iniziali dei tre fornitori preselezionati sono state ricevute nel novembre dello stesso anno. Il termine per la presentazione delle offerte finali è stato prorogato due volte e i tre potenziali fornitori preselezionati hanno presentato offerte aggiornate il 31 ottobre 2023. La Cechia ha spiegato che, secondo i termini della procedura di gara, le rispettive offerte dovevano includere offerte vincolanti per la costruzione della 5ª unità a Dukovany, che costituisce l'oggetto del progetto e la base della presente decisione, e offerte non vincolanti per tre unità supplementari, di cui una presso il sito di Dukovany e due presso il sito di Temelín.

(74) Il 31 gennaio 2024 il governo ceco ha deciso ([34]) di ampliare la portata della gara d'appalto per i servizi di EPC incaricando EDU II di richiedere offerte vincolanti per un massimo di quattro reattori nucleari (compreso il progetto), al fine di garantire la possibilità di procedere alla realizzazione di tali unità supplementari in futuro, quando e se lo Stato ceco deciderà in tal senso. La Cechia ha spiegato che al momento dell'adozione della presente decisione non sono stati determinati né l'investitore/operatore né il modello di finanziamento per tali unità supplementari. Il governo ceco ha incaricato il ministro dell'Industria e del commercio e il ministro delle Finanze di presentare al governo, entro il 31 dicembre 2024, una proposta per il finanziamento delle tre nuove unità nucleari supplementari nei siti di Dukovany e Temelín. L'eventuale sostegno statale per la costruzione di queste tre unità supplementari non costituisce oggetto della presente decisione.

(75) Le autorità ceche si impegnano a garantire che, qualora si ritenga necessario un aiuto di Stato per le tre unità nucleari supplementari oltre al 5º reattore nel sito di Dukovany, la Cechia notificherà l'aiuto alla Commissione europea e ne attenderà l'approvazione prima della sua attuazione.

([31]) https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2016-134#.

([32]) Cfr. Ufficio per la tutela della concorrenza, articolo 29, comma 1, lettera a), della legge n. 134/2016 Racc. sugli appalti pubblici, del 15 giugno 2020, disponibile all'indirizzo: https://uohs.gov.cz/cs/legislativa/verejne-zakazky.html. Il 23 gennaio 2024 l'Ufficio per la tutela della concorrenza ha confermato che il parere si applica anche per quanto riguarda le modifiche della procedura di gara introdotte per richiedere offerte vincolanti per quattro reattori.

([33]) Accordo sugli appalti pubblici dell'Organizzazione mondiale del commercio, come modificato il 30 marzo 2012 («accordo sugli appalti pubblici del 2012»), https://www.wto.org/english/tratop_e/gproc_e/gp_gpa_e.htm.

([34]) Cfr. la risoluzione del governo n. 74 del 31 gennaio 2024.

3.4. **Lavori preparatori per il progetto**

(76) In considerazione della necessità di nuova capacità nucleare, nel 2010 ČEZ ha approvato un piano industriale iniziale volto ad aggiungere al sito di Dukovany fino a 1 200 MW di capacità entro il 2036. Nello stesso anno è stato completato uno studio di fattibilità per l'ampliamento delle attuali capacità nucleari nel sito di Dukovany. Nel giugno 2021 è stato presentato alla Commissione un piano industriale iniziale preparato da ČEZ e una versione aggiornata è stata trasmessa il 25 ottobre 2023.

(77) ČEZ ha avviato il processo di acquisizione dei terreni necessari per il progetto già nell'aprile 2008. I terreni necessari per il progetto sono entrati in possesso di EDU II a febbraio 2024 e tutti gli offerenti (nell'ambito della gara d'appalto per i servizi di EPC) sono stati informati in merito allo spazio disponibile.

(78) Il progetto doveva essere sottoposto a una valutazione dell'impatto ambientale per individuare, descrivere e valutare in modo esauriente l'impatto prevedibile sull'ambiente e sulla salute pubblica. Il processo è iniziato all'inizio del 2016 e ha incluso consultazioni internazionali e discussioni pubbliche svoltesi nel 2018. La valutazione dell'impatto ambientale è stata seguita da una valutazione indipendente positiva e nell'agosto 2019 il ministero dell'Ambiente ha rilasciato una dichiarazione vincolante positiva sulla valutazione dell'impatto ambientale del progetto ([35]), un passaggio necessario per avviare l'autorizzazione del progetto.

(79) Nel marzo 2020 ČEZ e EDU II hanno avviato il processo di valutazione del sito di un impianto nucleare in termini di sicurezza nucleare, radioprotezione, sicurezza tecnica, situazione delle radiazioni, monitoraggio, gestione di eventi straordinari concernenti le radiazioni e la sicurezza durante il ciclo di vita di un impianto nucleare. EDU II ha ottenuto una licenza per l'ubicazione dell'impianto nucleare nel marzo 2021, che è la prima licenza richiesta per una nuova unità nucleare. La Cechia afferma che tutte le licenze e i permessi principali necessari per agevolare la rapida realizzazione del progetto sono stati ottenuti.

3.5. **Caratteristiche tecniche**

(80) Il progetto riguarda la costruzione di un reattore ad acqua pressurizzata (*pressurised water reactor* - PWR) di generazione III +. Si ritiene che un intervallo di valori compreso tra 850 MW e 1 200 MW offra soluzioni tecniche sufficienti per la selezione del fornitore di tecnologia. Le autorità ceche spiegano che i partner che forniranno la tecnologia e si occuperanno dell'attuazione del progetto saranno selezionati mediante una procedura di gara competitiva e trasparente.

(81) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che il progetto soddisferà i criteri di vaglio tecnico di cui al punto 4.27 dell'atto delegato adottato a norma del regolamento sulla tassonomia ([36]). L'11 gennaio 2023 la Cechia ha adottato la risoluzione n. 24/2023 del governo ([37]), che impone alla Cechia di soddisfare i criteri di vaglio tecnico derivanti dal regolamento sulla tassonomia in relazione alla gestione dei rifiuti radioattivi. Nello specifico, tale risoluzione richiede il rispetto dell'allegato I, punti 4.26, 4.27 e 4.28, del regolamento sulla tassonomia, compreso l'obbligo di disporre di un piano documentato suddiviso in fasi dettagliate per l'entrata in funzione, entro il 2050, di un impianto di smaltimento di rifiuti radioattivi ad alta attività e l'uso, dal 2025, di combustibile ad alta resistenza agli incidenti. Secondo tale risoluzione, il ministro dell'Industria e del commercio deve presentare al governo ceco, entro il 31 dicembre 2024, una proposta di aggiornamento della politica nazionale in materia di gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito, compreso il termine per la selezione del sito definitivo e dei siti di riserva per il futuro impianto di smaltimento in profondità.

(82) Le autorità ceche spiegano inoltre che, conformemente al regolamento sulla tassonomia, al termine del ciclo di vita utile stimato della centrale nucleare saranno disponibili risorse sufficienti a coprire i costi stimati della gestione dei rifiuti radioattivi e della disattivazione, come dimostrato dall'inclusione dei costi di disattivazione e di trattamento dei rifiuti nucleari nel modello finanziario del progetto (cfr. sezione 3.6.6).

([35]) https://portal.cenia.cz/eiasea/detail/EIA_MZP469?lang=en.

([36]) Regolamento delegato (UE) 2022/1214 della Commissione, del 9 marzo 2022, che modifica il regolamento delegato (UE) 2021/2139 per quanto riguarda le attività economiche in taluni settori energetici e il regolamento delegato (UE) 2021/2178 per quanto riguarda la comunicazione al pubblico di informazioni specifiche relative a tali attività economiche (GU L 188 del 15.7.2022, pag. 1).

([37]) Cfr. la risoluzione del governo n. 24/2023 dell'11 gennaio 2023, disponibile all'indirizzo https://www.odok.cz/portal/zvlady/jednani-detail/2023-01-11/.

3.6. **Misura 1: contratto di acquisto**

3.6.1. *Principali elementi del contratto di acquisto*

(83) La prima misura consiste nel contratto di acquisto tra lo Stato in qualità di acquirente (*off-taker*) ed EDU II in qualità di fornitore, che garantisce certezza di entrate durante i primi 40 anni di funzionamento della centrale nucleare. Il beneficiario è EDU II, una controllata al 100 % del gruppo ČEZ (cfr. sezione 3.2), e la controparte del contratto sarà la società veicolo interamente di proprietà dello Stato ceco (cfr. sezione 3.2.2).

(84) La Cechia aveva inizialmente notificato una durata contrattuale di 60 anni, a un prezzo fisso stimato compreso tra i 50 e i 60 EUR/MWh, con l'intento di incoraggiare la centrale elettrica a massimizzare la produzione.

(85) In risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio, la Cechia ha sostituito la misura descritta al considerando 84 con un contratto di acquisto contenente una formula per il calcolo della remunerazione, che la Cechia ritiene avere gli stessi effetti di un contratto bidirezionale per differenza («CfD») ([38]), che include, oltre a una garanzia di entrate, una limitazione dell'aumento dei ricavi di mercato del beneficiario. La Cechia ha spiegato che la misura di sostegno modificata fornirà incentivi adeguati affinché EDU II operi e partecipi in modo efficiente ai mercati dell'energia elettrica ottimizzando la produzione in risposta ai segnali del mercato entro i limiti tecnici dell'impianto.

(86) In base alle condizioni del progetto di contratto di acquisto, la società veicolo preleverà tutta l'energia generata e trasferita alla rete da EDU II («volume di produzione») per un periodo di 40 anni («periodo di prelievo») a partire dalla messa in esercizio. ([39]) EDU II sarà obbligata a vendere l'intero volume di produzione durante il periodo di prelievo previsto dal contratto di acquisto esclusivamente alla società veicolo e riceverà pagamenti basati sulla «formula per il calcolo della remunerazione» del contratto di acquisto (cfr. considerando 88).

(87) Tutti i diritti di dispacciamento sono attribuiti a EDU II. Nella circostanza eccezionale in cui la società veicolo non acquisti il volume di produzione o una parte di esso, EDU II venderà l'energia elettrica adeguandosi ai prezzi (come *price taker*) sul mercato a pronti. La Cechia afferma che l'obiettivo è garantire la capacità di proseguire a produrre energia elettrica fino a quando la situazione non sarà risolta. I motivi possono essere di natura legale (perdita dell'autorizzazione per il commercio), finanziaria (insolvenza, incapacità di adempiere agli obblighi, mancato rispetto delle condizioni finanziarie per il regolamento degli scostamenti) o tecnica (perdita dell'accesso ai mercati da parte della società veicolo). In tali circostanze, la centrale elettrica continua a funzionare e l'energia elettrica deve essere immessa sul mercato. La società veicolo verserà a EDU II una compensazione per coprire eventuali perdite rispetto alle entrate che EDU II avrebbe ottenuto se la società veicolo avesse rispettato il proprio obbligo di acquisto. La Cechia si è impegnata a far sì che, in questo caso, EDU II venda tutta l'energia elettrica prodotta sul mercato a pronti (mercato organizzato del giorno prima o infragiornaliero) come «*price taker*» (senza fissare quindi un prezzo minimo per l'energia elettrica). Le autorità ceche hanno affermato che in questa situazione EDU II non può né selezionare alcun acquirente specifico (poiché la vendita avviene in una borsa anonima) né determinare il prezzo o le condizioni di vendita (poiché i prodotti standard sono venduti al prezzo marginale in borsa). Le autorità ceche affermano che, in tal caso, il ministero, in quanto soggetto responsabile della designazione della società veicolo, adotterà le misure necessarie per far sì che la società veicolo torni in grado di adempiere ai propri obblighi di acquisto. Conformemente alla legge sull'energia a basse emissioni di carbonio, la società veicolo o il ministero informeranno l'autorità nazionale di regolazione in merito a qualsiasi evento di questo tipo.

([38]) Per «contratto bidirezionale per differenza» si intende un contratto stipulato tra il gestore di un impianto di generazione e una controparte, in genere un ente pubblico, che offre sia la protezione della remunerazione minima sia un limite all'eccesso di remunerazione. Il contratto è strutturato per preservare gli incentivi affinché l'impianto di produzione di energia funzioni e partecipi in modo efficiente ai mercati dell'energia elettrica.

([39]) Secondo le autorità ceche, il periodo di prelievo previsto dal contratto di acquisto (ossia il periodo durante il quale la società veicolo è tenuta ad acquistare l'energia elettrica) comincia a decorrere i) dalla data di inizio, ossia il giorno della prima immissione di energia elettrica della centrale nucleare nella rete, avendo EDU II notificato allo Stato/alla società veicolo che desidera che la data di inizio sia soggetta alle scadenze da definire nel contratto di acquisto, oppure, se precedente, ii) dalla data limite di scadenza, ossia il giorno successivo all'ultimo giorno del periodo di messa in servizio previsto, che è di cinque anni a decorrere dalla data prevista di messa in servizio. La data prevista di messa in servizio sarà prorogata per tenere conto di eventuali ritardi causati da eventi che si configurano come motivi legittimi.
Le autorità ceche hanno spiegato che qualsiasi ritardo nell'avvio dell'attività commerciale che vada oltre il periodo di messa in servizio previsto, definito come un periodo di cinque anni a partire dalla data prevista di messa in servizio, riduce di fatto la durata del contratto di acquisto.

(88) La formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto calcola gli importi che la società veicolo deve versare a EDU II o viceversa. La formula consta di due componenti: 1) un regolamento ex post e 2) l'esposizione al mercato. È stata elaborata sulla base della seguente formula di riferimento:

$$R = \underbrace{(f - p') * k}_{\substack{settlement \\ term}} + \underbrace{\sum_{h} q_h * p_h}_{\substack{market \\ exposure}}$$

comprende alcuni adeguamenti applicabili al termine di regolamento ex post, in funzione delle condizioni di mercato e dei costi di esercizio dell'impianto. Nello specifico, la formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto è definita come segue:

$$\text{If } p' > c : R = \max [(f - p')* k;\ (\alpha * c - p')* q] + \Sigma_h q_h * p_h \text{ If } p' \leq c : R = (f - c)* k + \Sigma_h q_h * p_h$$

dove:

— (R) è la remunerazione;

— (p_h) è il prezzo di mercato definito come il prezzo orario di mercato del giorno prima sulla PXE ([40]);

— (q_h) è il volume di produzione di EDU II in una data ora;

— (q) è la somma del volume di produzione di EDU II nel periodo di regolamento (il periodo su cui è definito il prezzo di riferimento di mercato, ossia un anno);

— (f) è il prezzo di esercizio (cfr. sezione 3.6.2);

— (p') è il prezzo di riferimento di mercato definito come la media aritmetica ex post dei prezzi di mercato (p_h) nell'anno che termina con la data in cui è calcolato il prezzo di riferimento di mercato;

— (k) è il quantitativo di riferimento definito ex ante come volume di produzione ipotizzato nel periodo di regolamento;

— (c) corrisponde al costo variabile di esercizio della centrale elettrica;

— (α) alfa è definito come il quoziente tra prezzo di esercizio e costo di esercizio ($\alpha = f/c$); alfa è fissato nel momento in cui il regolamento ex post dovuto a EDU II è calcolato sulla base dei valori applicabili di (c) e (f).

(89) Le autorità ceche hanno spiegato che il primo elemento della formula di riferimento, ossia il regolamento ex post, garantirà la stabilità delle entrate per il beneficiario indipendentemente dalle condizioni medie di mercato, tutelando nel contempo lo Stato rispetto alla sovracompensazione ([41]). Il regolamento ex post sarà calcolato per il periodo di regolamento (il periodo nell'arco del quale è definito il prezzo di riferimento di mercato, ossia un anno) sulla base dei valori reali del prezzo di riferimento di mercato, di alfa e degli altri parametri applicabili, e sarà dovuto due mesi dopo il termine di ciascun periodo di regolamento. Il principio generale della formula di riferimento è che quando il prezzo di riferimento di mercato (p') è inferiore al prezzo di esercizio (f), la centrale elettrica riscuoterà la differenza tra il prezzo di esercizio (f) e il prezzo di riferimento di mercato (p') per il quantitativo di riferimento (k); per contro, quando il prezzo di riferimento di mercato (p') è superiore al prezzo di esercizio (f), la centrale elettrica sarà tenuta a rimborsare la differenza per il quantitativo di riferimento (k).

(90) Rispetto alla formula di riferimento, la formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto comprende alcuni adeguamenti del termine di regolamento ex post, a seconda delle condizioni di mercato (p') e del costo unitario variabile di esercizio (c) della centrale, come definito al considerando 88. In particolare, quando durante il periodo di regolamento il prezzo di riferimento di mercato (p') è superiore al costo variabile di esercizio della centrale elettrica (c), il termine di regolamento ex post sarà adeguato in modo da limitare il recupero, con

([40]) Power Exchange Central Europe è una borsa dell'energia specializzata nei mercati dell'energia dell'Europa centrale e sudorientale. Per maggiori dettagli, cfr. PXE - Power Exchange Central Europe, a.s.

([41]) La sovracompensazione è evitata anche attraverso il meccanismo di condivisione degli utili (cfr. sezione 3.6.7).

l'intento di fornire una salvaguardia contro le perdite di esercizio in caso di interruzioni di funzionamento impreviste quando i prezzi sono elevati. Ad esempio, se il prezzo di riferimento di mercato è superiore ai costi di esercizio variabili (*c*) e al prezzo di esercizio (*f*), EDU II rimborserà la differenza tra il prezzo di riferimento di mercato (*p'*) e il prezzo di esercizio (*f*) per il quantitativo di riferimento (*k*) o il volume di produzione (*q*), se inferiore. Quando il prezzo di riferimento di mercato (*p'*) è pari o inferiore al costo di esercizio variabile della centrale elettrica (*c*), il valore del regolamento ex post non potrà superare la differenza tra il prezzo di esercizio (*f*) e i costi di esercizio variabili (*c*) moltiplicata per il quantitativo di riferimento (*k*), al fine di fornire una salvaguardia contro una remunerazione eccessiva quando i prezzi sono bassi.

(91) Il secondo termine della formula di riferimento, ossia l'esposizione al mercato, è inteso a incentivare EDU II a ottimizzarne il funzionamento nell'arco dell'anno sulla base dei segnali dei prezzi orari del mercato del giorno prima (p_h). Alla fine di ogni mese, EDU II riceverà i rispettivi pagamenti dalla società veicolo sulla base della somma del suo volume di produzione oraria effettivo moltiplicato per i prezzi di mercato effettivi in ogni ora di tale mese, ossia $\sum q_h * p_h$.

(92) Ai sensi del contratto di acquisto, EDU II è libera di decidere la propria produzione e non è tenuta a mantenere un livello minimo predeterminato di produzione. Tutta l'energia elettrica prodotta da EDU II sarà acquistata dalla società veicolo che la venderà sul mercato, sulla base di una strategia di vendita che rispetterà determinati impegni (cfr. sezione 3.6.4). Eventuali scostamenti tra il prezzo realizzato sul mercato dalla società veicolo e il prezzo di mercato pagato a EDU II sono a carico della società veicolo.

(93) La Cechia ha affermato che il contratto di acquisto sarà concluso in una fase successiva, dopo la selezione del contraente EPC e dei partner di attuazione del progetto. Il contratto di acquisto sarà concluso e firmato in linea con le condizioni del contratto EPC. La società veicolo sarà costituita, come controparte contrattuale indicata nel contratto di acquisto, in un momento successivo e prima della messa in servizio della nuova centrale elettrica costruita.

3.6.2. *Fissazione del prezzo di esercizio per il contratto di acquisto*

(94) Le autorità ceche hanno spiegato che il contratto di acquisto determinerà il prezzo di esercizio iniziale calcolato sulla base del modello finanziario («modello finanziario») presentato dalla Cechia ([42]) in modo tale che l'investitore possa ottenere una redditività auspicata dei mezzi propri [«tasso interno di rendimento del capitale proprio consentito» («TIR» o «RoE»)] del [9-11] % nominale, al netto delle imposte, prima del finanziamento commerciale, per l'intera durata operativa prevista del progetto (compresi i costi di disattivazione). Il valore del prezzo di esercizio basato sulle ipotesi del modello finanziario presentato alla Commissione il 15 marzo 2024 è di [65-80] EUR/MWh ([43]) e il valore del quantitativo di riferimento è pari al [75-100] % della capacità netta. Il valore del prezzo di esercizio può variare notevolmente a seconda dei vari parametri di input descritti di seguito nella presente sottosezione. Nel caso in cui, ad esempio, dopo la conclusione del contratto EPC i costi di costruzione previsti risultassero notevolmente superiori rispetto alle ipotesi iniziali, nel caso in cui tale aumento fosse dovuto a motivi legittimi (illustrati nel considerando 104), ne risulterebbe un prezzo di esercizio molto superiore. La Cechia ha fornito alla Commissione un totale di 35 diversi scenari, che rappresentano diverse ipotesi possibili sull'andamento dei costi e delle entrate, da cui risultano prezzi di esercizio iniziali compresi tra [50 e 80] EUR/MWh (nello scenario 35, sulla base di ipotesi di prezzi di mercato elevati pari a [100-200] EUR/MWh) e [100-125] EUR/MWh (nello scenario 30, sulla base di un aumento dei costi di costruzione fino a [17-18] miliardi di EUR).

(95) Il modello finanziario utilizzerà come input ipotesi riguardanti anche le previsioni dei prezzi di mercato, la disponibilità di EDU II, le aspettative in termini di inseguimento del carico ([44]), i costi di costruzione, i costi di esercizio e i costi di disattivazione previsti e altre ipotesi pertinenti, ad esempio sulla spesa in conto capitale e il finanziamento (compreso il prestito di Stato, cfr. sezione 3.7), nonché sul quantitativo di riferimento iniziale per la formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto. La sezione 3.6.6 illustra in dettaglio tali ipotesi.

([42]) Cfr. considerando 124.

([43]) Tale valore è espresso in termini reali, ai prezzi del 2020. Le autorità ceche stimano che il valore equivalente in termini reali, ai prezzi del 2025, sarà di [50-100] EUR/MWh.

([44]) In questo contesto, per inseguimento del carico si intende l'adeguamento della produzione di energia elettrica della centrale nucleare per ottimizzare la produzione in funzione delle oscillazioni dei prezzi dell'energia elettrica nel corso della giornata. Per maggiori informazioni cfr. considerando 187.

(96) Il modello finanziario consente di prevedere il volume di produzione e di calcolare il flusso di cassa disponibile in ogni anno a partire dalla firma del contratto di acquisto fino al termine della disattivazione. Il prezzo di esercizio (che incide sui ricavi attesi della centrale elettrica attraverso il termine di regolamento ex post) è calcolato nel modello finanziario come il valore che produce un valore attuale netto dei flussi di cassa pari a zero al TIR del capitale proprio consentito.

(97) La maggior parte delle voci di costo e dei dati di input (comprese le previsioni dei prezzi di mercato) del modello sarà soggetta all'indicizzazione all'inflazione. Anche il prezzo di esercizio del contratto di acquisto sarà soggetto all'indicizzazione all'inflazione. Un indice definito o un paniere di indici sarà applicato a tutte le voci di costo pertinenti e agli altri dati di input del modello. Alcune voci di costo non saranno indicizzate, in quanto sono determinate dalla legislazione o dall'aiuto finanziario rimborsabile (ad esempio interessi dell'aiuto finanziario rimborsabile, costi di disattivazione, versamenti sul conto nucleare, riserve minime per incidenti). Le previsioni dei prezzi di mercato saranno indicizzate sulla base dell'indice dei prezzi al consumo (IPC) della Repubblica ceca ([45]). Per quanto riguarda sia i costi di costruzione che quelli di esercizio, per determinare l'indicizzazione sarà utilizzato un paniere di indici pubblicati, basato su una ponderazione di quattro indici della Cechia, vale a dire l'indice dei prezzi alla produzione (IPP) ([46]), l'indice dei prezzi al consumo (IPC) della Repubblica ceca, l'IPP dell'UE ([47]) e i salari della Repubblica ceca ([48]), nel modo seguente:

a) i costi di costruzione saranno indicizzati nel modo seguente: IPP della CZ ([30-50] %), IPC della CZ ([0-10] %), IPP dell'UE ([30-50] %), salari della CZ ([10-30] %);

b) i costi di esercizio saranno indicizzati nel modo seguente: IPP della CZ ([30-50] %), IPC della CZ ([10-30] %), IPP dell'UE ([0-10] %), salari della CZ ([30-50] %).

(98) Il meccanismo di indicizzazione del prezzo di esercizio si baserà sugli indici di cui sopra e sulle ponderazioni, a seconda che il progetto sia in fase di costruzione o di funzionamento (ossia il prezzo di esercizio sarà adeguato in base al paniere di indici relativo alla costruzione durante la costruzione e al paniere di indici relativo all'esercizio durante il funzionamento). Il contratto di acquisto prevederà un meccanismo di indicizzazione (con indice e metodo di applicazione pertinenti) in base al quale il prezzo di esercizio precedentemente applicabile sarà aumentato su base annua. Il tasso di inflazione presunto utilizzato per il meccanismo di indicizzazione sarà aggiornato nell'ambito dei controlli della sovracompensazione effettuati ogni cinque anni (cfr. sezione 3.6.7).

(99) A titolo di esempio, ipotizzando un tasso di inflazione del 2 %, ciò implica che, in termini nominali, un prezzo di esercizio di [60-80] EUR/MWh nel 2020 (senza tenere conto delle eventuali modifiche dei parametri di input durante le revisioni periodiche) diventerebbe un prezzo nominale di esercizio di [90-110] EUR/MWh nel 2036, di [130-170] EUR/MWh nel 2056 e di [200-250] EUR/MWh nel 2076. Secondo le autorità ceche tale approccio mira all'equità intergenerazionale, al fine di evitare prezzi di esercizio eccessivamente elevati all'inizio del funzionamento e, data l'inflazione generale, eccessivamente bassi verso la fine della durata del contratto di acquisto. Esse affermano che, sebbene anche i valori di input per il calcolo del prezzo di esercizio tengano conto dell'inflazione, ciò non comporta una doppia indicizzazione, in quanto, se non fosse indicizzato separatamente, il prezzo di esercizio iniziale dovrebbe essere notevolmente più elevato. Sulla base dell'esempio sopra riportato, le autorità ceche affermano che il prezzo di esercizio alternativo non indicizzato nello scenario di base sarebbe di [100-150] EUR/MWh per tutta la durata del contratto di acquisto.

(100) Gli altri costi sono indicizzati nel modo seguente: i costi di sviluppo e di costruzione utilizzano l'indice di costruzione di cui sopra; i costi di esercizio e di disattivazione utilizzano l'indice dei costi di esercizio di cui sopra.

(101) Il prezzo di esercizio e il quantitativo di riferimento saranno fissati sulla base dei parametri disponibili dopo la firma del contratto EPC, in particolare per quanto riguarda il costo di costruzione, e rivisti solo 1) in occasione della revisione periodica dei parametri della formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto (cfr. considerando 102) e 2) quando avranno luogo adeguamenti dei prezzi di esercizio secondo quanto concordato nel contratto di acquisto (cfr. considerando 104).

([45]) L'IPC della Repubblica ceca corrisponde all'aumento dell'indice medio annuo dei prezzi al consumo nella Repubblica ceca pubblicato dall'Ufficio statistico ceco, cfr. https://www.czso.cz/csu/czso/inflation_rate.

([46]) L'IPP della Repubblica ceca corrisponde all'indice totale dei prezzi alla produzione nell'industria nella Repubblica ceca pubblicato dall'Ufficio statistico ceco (industria-totale), cfr. https://www.czso.cz/csu/czso/ipc_ts.

([47]) L'IPP dell'UE corrisponde all'indice dei prezzi alla produzione nell'industria nell'Unione europea (prezzi alla produzione del settore, totale) pubblicato da Eurostat, cfr. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/teiis010/default/table?lang=en&category=t_sts.t_sts_ind.t_sts_ind_pric.

([48]) L'indice dei salari nell'industria della Repubblica ceca corrisponde alla variazione percentuale annua del salario lordo medio nell'industria, pubblicato dall'Ufficio statistico ceco (media salariale, totale), cfr. https://www.czso.cz/csu/czso/pmz_ts.

(102) In primo luogo, la revisione periodica dei parametri della formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto avverrà una volta ogni cinque anni e la prima revisione sarà prevista prima dell'entrata in funzione o su richiesta scritta di una delle parti contraenti. La revisione aggiornerà (al rialzo o al ribasso, a seconda dei casi) i valori di alcuni parametri della formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto, ossia (*c*), (*k*), (*f*) e (*α*), e alcune ipotesi del modello finanziario, ad esempio per quanto riguarda le spese di esercizio («OpEx»), gli indici di inflazione o le ipotesi relative all'inseguimento del carico. Il prezzo di esercizio e il quantitativo di riferimento saranno ricalcolati nel modello finanziario utilizzando le ipotesi aggiornate per ottenere il TIR del capitale proprio consentito per l'investitore. La revisione sarà supervisionata da un terzo indipendente, che dovrebbe essere l'Ufficio ceco di regolamentazione dell'energia.

(103) I progetti dei documenti contrattuali forniti dalla Cechia prevedono anche la possibilità di rivedere le definizioni dei parametri utilizzati nella formula per il calcolo della remunerazione. Le eventuali modifiche di tali definizioni devono però essere notificate alla Commissione prima dell'attuazione.

(104) In secondo luogo, gli adeguamenti dei prezzi di esercizio ai sensi del contratto di acquisto possono aver luogo in caso di un evento che comporti un aumento delle spese in conto capitale/spese di esercizio o una perdita di entrate del progetto, o un altro impatto negativo sul progetto, definito «motivo legittimo» nel contratto di acquisto, che include un elenco esaustivo di motivi legittimi ([49]). Se si verifica un motivo legittimo, i valori di determinati parametri della formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto, ossia (*c*), (*k*), (*f*) e (*α*) e i parametri di input del modello finanziario saranno rivisti e aggiornati per attenuare gli effetti del motivo legittimo per EDU II. Tali adeguamenti del prezzo di esercizio sono intesi a consentire a EDU II di ottenere al massimo lo stesso TIR del capitale proprio consentito che sarebbe stato raggiunto se non si fosse verificato il motivo legittimo in questione. Ciò significa che, se intervengono altri cambiamenti non riconducibili a motivi legittimi e detti cambiamenti comportano una riduzione del TIR, non è possibile compensare gli effetti dei motivi legittimi con gli effetti dei motivi non legittimi e il TIR del capitale proprio da perseguire è inferiore al TIR del capitale proprio consentito pari al [9-11] %.

(105) Nel caso dei motivi legittimi, invece di un adeguamento del prezzo di esercizio, EDU II e lo Stato possono convenire che EDU II riceva un indennizzo sotto forma di pagamento di una somma forfettaria (o di più rate) da versare entro un periodo di tempo concordato a decorrere dal verificarsi del pertinente motivo legittimo.

(106) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che i motivi legittimi si applicano a condizione che EDU II non possa ovviare agli effetti negativi esercitando il «dovere di diligenza».

3.6.3. *Finanziamento del contratto di acquisto e utilizzo dei proventi dell'accordo di off-take*

(107) Come stabilito all'articolo 9 della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio, il finanziamento del sostegno all'energia nucleare sarà coperto dal ministero con fondi costituiti tramite: i) i proventi delle vendite di energia elettrica della società veicolo; ii) un prelievo ([50]) applicato dai gestori di rete ai consumatori finali di energia elettrica, analogo all'attuale finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili; e iii) contributi provenienti dal bilancio dello Stato.

(108) La Cechia sostiene che la scelta tra il ricorso ai contribuenti o ai consumatori per eventuali spese o riduzioni è di natura politica e dovrebbe rimanere a discrezione dello Stato. Le autorità ceche hanno spiegato che intendono utilizzare tutti i flussi di entrate previsti dall'articolo 9 della suddetta legge. I fondi destinati al finanziamento di misure per la transizione verso il settore dell'energia a basse emissioni di carbonio saranno tenuti in conti speciali separati presso banche con sede in Cechia dal ministero o dalla società veicolo.

([49]) Sulla base del prospetto delle condizioni del contratto di acquisto, sono considerati motivi legittimi gli eventi di seguito elencati: variazioni dei costi di finanziamento dell'aiuto finanziario rimborsabile o revoche unilaterali o modifiche dell'aiuto finanziario rimborsabile, ritardo della decisione finale di investimento, cambiamento della normativa, violazione degli obblighi da parte dello Stato o di entità statali, requisiti di sicurezza, requisiti delle autorità, calamità naturali o eventi analoghi, eventi che sfuggono al controllo di EDU II, problemi relativi alle infrastrutture e alla rete.

([50]) L'eventuale prelievo e le relative possibili esenzioni non rientrano nell'ambito del presente procedimento.

(109) Le autorità ceche hanno confermato che, qualora un prelievo imposto dai gestori di rete non fosse sufficiente a coprire un disavanzo tra i fondi raccolti mediante il prelievo e i proventi delle vendite di energia elettrica della società veicolo, i contributi provenienti dal bilancio dello Stato ceco sarebbero utilizzati per coprire il disavanzo in linea con l'articolo 9, primo comma, lettera d), e l'articolo 9, nono comma, della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio. In caso contrario, l'eventuale eccedenza residua dopo la copertura dei costi della misura sarebbe iscritta nel bilancio dello Stato.

(110) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che, sebbene un prelievo possa contribuire al finanziamento delle misure, il finanziamento non dipenderebbe da tale prelievo e, ove necessario, gli eventuali disavanzi sarebbero coperti dal bilancio dello Stato. Nello specifico, la Cechia si è impegnata a fare in modo che lo Stato intervenga per coprire eventuali differenze tra i fondi raccolti a titolo dell'eventuale prelievo e il livello di sostegno previsto nell'ambito del progetto.

(111) A norma della legge n. 367/2021 sulle misure per la transizione della Repubblica ceca verso un'energia a basse emissioni di carbonio, i potenziali proventi delle società veicolo derivanti dai pagamenti di regolamento ex post saranno utilizzati i) principalmente per finanziare i successivi pagamenti di regolamento al beneficiario, ii) in subordine, per finanziare le fonti energetiche rinnovabili ai sensi della legge n. 165/2012 Racc. sulla promozione delle fonti energetiche (su base non discriminatoria riducendo l'importo da finanziare attraverso la componente regolamentata del prezzo dell'energia elettrica) o saranno iscritti nel bilancio dello Stato.

3.6.4. *Gli impegni relativi allo scambio di energia elettrica*

(112) La Cechia si è impegnata a garantire che almeno il 70 % della produzione totale di energia elettrica di EDU II sia venduto sui mercati del giorno prima, infragiornalieri e a termine per l'intero ciclo di vita della centrale nucleare. Tale impegno si applica pertanto nei confronti della società veicolo per l'intera durata del contratto di acquisto e successivamente del beneficiario EDU II, nonché di qualsiasi soggetto cui la società veicolo o EDU II abbia eventualmente delegato le proprie attività di negoziazione (ogni riferimento alla società veicolo/a EDU II nella presente sezione 3.6.4 comprende qualsiasi soggetto cui siano state delegate le attività di negoziazione).

(113) In linea di principio, la società veicolo/EDU II ([51]) negozierà sui mercati del giorno prima e infragiornalieri della borsa a breve termine organizzati dal gestore ceco del mercato dell'energia elettrica (OTE) e sui mercati a termine della borsa ceca dell'energia elettrica (PXE) e, solo in via eccezionale e previo accordo dei servizi della Commissione, su altre borse.

(114) La società veicolo/EDU II venderà il resto della produzione totale di energia elettrica di EDU II (ossia al massimo il 30 %) a condizioni obiettive, trasparenti e non discriminatorie, mediante aste. La serie di norme e/o il quadro normativo per tali aste devono essere preventivamente riesaminati e approvati dall'autorità ceca di regolamentazione dell'energia, in linea con i compiti e le competenze dell'autorità di regolamentazione ai sensi della legge ceca sull'energia. La società veicolo/EDU II deve notificare ogni asta all'autorità ceca di regolamentazione dell'energia al più tardi un giorno prima della pubblicazione dell'avviso d'asta.

(115) La Cechia si impegna a garantire che le aste per l'energia nucleare siano aperte, chiare, trasparenti e non discriminatorie, basate su criteri oggettivi definiti ex ante e tali da ridurre al minimo il rischio di offerte strategiche. Le aste sono condotte su una piattaforma ampiamente disponibile al fine di garantire l'accessibilità, eliminando nel contempo le barriere geografiche e consentendo l'ampia partecipazione di una serie diversificata di operatori del mercato. La piattaforma è concepita in modo da semplificare la procedura d'asta e facilitarne l'utilizzo per tutti i partecipanti, garantendo nel contempo la riservatezza e l'integrità dei dati d'asta. La piattaforma è conforme alle norme e alle prescrizioni regolamentari che disciplinano i mercati dell'energia elettrica, comprese le norme in materia di assetto del mercato, funzionamento, trasparenza e concorrenza leale. La partecipazione alle aste è

([51]) Nel periodo coperto dal contratto di acquisto, la società veicolo, o un soggetto esterno al gruppo ČEZ cui la società veicolo ha delegato tale attività, si occuperà della vendita della produzione. In via eccezionale, se la società veicolo non acquista il volume di produzione o una parte di esso, EDU II venderà l'energia elettrica adeguandosi ai prezzi sul mercato a pronti (cfr. considerando 83). Al termine del contratto di acquisto, EDU II o un soggetto da questa delegato all'attività di negoziazione sarà direttamente responsabile della vendita della produzione. Gli impegni relativi allo scambio di energia elettrica si applicano a ciascuno dei due soggetti che vendono l'energia elettrica prodotta dalla centrale nucleare nel corso del suo ciclo di vita previsto, nonché a tutti i soggetti cui tali attività di negoziazione siano state da questi delegate.

equamente accessibile a tutti gli operatori titolari di licenza e registrati alle stesse condizioni. Non sono imposte restrizioni all'uso finale dell'energia elettrica venduta mediante aste. I criteri per le aste sono pubblicati con sufficiente anticipo rispetto al termine ultimo per la presentazione delle offerte, il numero previsto di offerenti dovrebbe essere sufficiente a garantire una concorrenza effettiva e il volume di energia elettrica venduto all'asta rappresenterà un vincolo imprescindibile. Sono evitati adeguamenti ex post dell'esito della procedura di gara. L'autorità ceca di regolamentazione dell'energia controllerà la procedura d'asta e il rispetto delle norme approvate in materia di aste. Riferirà inoltre alla Commissione europea in caso di non conformità.

(116) La Cechia ha spiegato che i parametri previsti per le future aste di energia nucleare comprenderanno lotti di dimensione stimata compresa tra 1 e 10 MW e contratti della durata di un anno, un trimestre o un periodo più breve. Le aste saranno organizzate secondo la modalità *pay-as-bid*, con un prezzo base predefinito che sarà reso noto non più di uno o due giorni prima della chiusura dell'offerta. Inoltre la frequenza delle aste è fissata su base trimestrale o annuale, secondo regole trasparenti che prevedono la pubblicazione dell'avviso d'asta 30 giorni prima dell'inizio della medesima. Infine, la durata delle aste non supererà un periodo di sette giorni di calendario e l'esito sarà annunciato entro la settimana successiva. Ciò vale sia per le aste effettuate nel corso del contratto di acquisto sia per quelle che si terranno nel periodo successivo.

(117) In circostanze eccezionali, la società veicolo/EDU II può discostarsi dalle regole in materia di scambi sopra descritte. Pertanto se, nell'ambito degli scambi che riguardano l'obbligo della società veicolo/EDU II a vendere almeno il 70 % della produzione totale di energia elettrica di EDU II, il fattore di liquidità (*churn factor*) ([52]) scende al di sotto del 40 % («soglia») per un periodo di 30 giorni consecutivi, la società veicolo/EDU II avrà il diritto di vendere fino al 50 % della produzione totale di energia elettrica di EDU II mediante aste conformi alle condizioni specificate nella presente sezione per un periodo di 30 giorni, che inizia a decorrere dal trentunesimo giorno successivo alla determinazione da parte dell'autorità ceca di regolamentazione dell'energia che il fattore di liquidità è sceso al di sotto della soglia. Per maggior chiarezza, in tali circostanze la Cechia si impegna a vendere almeno il 50 % della produzione totale di energia elettrica di EDU II nelle borse, conformemente al considerando 113.

(118) La Cechia informerà senza indebito ritardo i servizi della Commissione quando il *churn factor* scende al di sotto della soglia e quando la società veicolo/EDU II intende vendere fino al 50 % della produzione totale di energia elettrica di EDU II mediante aste.

(119) Nel caso in cui la società veicolo si avvalga dell'eccezione che le consente di vendere fino al 50 % della produzione totale di energia elettrica di EDU II mediante aste in un anno civile, la Repubblica ceca presenta alla Commissione una relazione annuale di monitoraggio relativa a tale eccezione, specificando i motivi dell'eccezione e la sua durata.

3.6.5. *Tasso di rendimento*

(120) La Cechia aveva inizialmente notificato ([53]) un TIR del capitale proprio auspicato (o TIR del capitale proprio consentito) del [9-11] % ([54]), giustificato da una stima del RoE richiesto, basata sul modello di valutazione delle attività finanziarie *(capital asset pricing model* - CAPM), che rientra in un intervallo compreso tra il […] % e il […] %. Tale stima si basava su dati contemporanei di mercato e di un gruppo di imprese comparabili e includeva un premio per la costruzione e il funzionamento di una centrale nucleare volto a incorporare i rischi specificamente connessi a una centrale nucleare.

(121) Nella decisione di avvio ([55]), la Commissione ha espresso dubbi sul fatto che le ipotesi utilizzate per stimare il RoE richiesto riflettano correttamente l'esposizione al rischio dell'investitore. In particolare, la Commissione nutriva dubbi in merito al premio per la costruzione e il funzionamento di una centrale nucleare, data la ridotta esposizione al rischio del beneficiario.

(122) In risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio, la Cechia ha presentato diverse osservazioni e aggiornato il RoE sulla base degli elementi seguenti:

a) i dati di mercato più recenti: aggiornando di conseguenza le ipotesi relative al tasso privo di rischio (*Risk Free Rate*), al premio per il rischio di mercato (*Market Risk Premium*) e al coefficiente beta; e

([52]) Il *churn factor* è una misura della liquidità del mercato ed è definito come il volume complessivo transato attraverso il mercato espresso come un multiplo del consumo fisico.
([53]) Decisione di avvio, punto 67.
([54]) Decisione di avvio, punto 71.
([55]) Decisione di avvio, punti 207 e 208.

b) l'esposizione al rischio del progetto: per riconoscere la protezione delle entrate e altre misure di sostegno pubblico ipotizzate nella struttura contrattuale e commerciale del progetto, il premio per grandi progetti autonomi (precedentemente denominato premio per la costruzione e l'esercizio di centrali nucleari) compreso tra il 3 % e il 3,5 % è stato eliminato dal calcolo del RoE della Cechia.

(123) La Cechia sostiene che il RoE modificato, o il rendimento del capitale proprio auspicato, pari al [9-11] % per l'intera durata del progetto, fornirà una remunerazione adeguata agli azionisti di EDU II.

(124) La Cechia ha presentato numerosi documenti a sostegno della sua opinione. Inoltre il governo ceco ha presentato anche un modello finanziario, la cui ultima versione è stata presentata alla Commissione il 15 marzo 2024.

(125) La decisione di avvio fornisce una valutazione della posizione espressa dalla Cechia su ciascuna delle questioni principali contenute nelle sue osservazioni fino alla data della decisione di avvio ([56]). Nel prosieguo della presente sezione è esposta una panoramica della posizione della Cechia sulle principali questioni sollevate in seguito alla pubblicazione della decisione di avvio, per quanto riguarda la stima del RoE, del costo del capitale di debito e del costo medio ponderato del capitale (WACC), nonché del TIR del capitale proprio e del progetto.

3.6.5.1. Rendimento attribuibile ai possessori di strumenti di capitale

(126) Il modello finanziario descritto nella sezione 3.6.2 mira a stimare il prezzo di esercizio del contratto di acquisto necessario per raggiungere il RoE auspicato del [9-11] %.

(127) Le autorità ceche hanno spiegato di aver valutato il RoE richiesto in linea con le prassi di mercato ammesse. In particolare, la Cechia ha condotto un'analisi c.d. *bottom-up* basata sul CAPM e ha effettuato una valutazione comparativa esaminando altri progetti e investimenti con profili di rischio simili.

(128) La formula standard CAPM è la seguente:

$$R_e = RfR + \beta * (R_m - RfR)$$

dove:

1) *RfR* è il tasso d'interesse privo di rischio, ossia il rendimento atteso da un investimento in attività prive di rischio;

2) R_m è il rendimento atteso del mercato, che comprende un cosiddetto premio per il rischio paese (CRP) per riflettere la rischiosità di investire in un determinato paese;

3) $(R_m - RfR)$ è il premio per il rischio di mercato (MRP); e

4) β (o beta levered) è una misura del rischio idiosincratico e non diversificabile del progetto ([57]).

(129) Le autorità ceche hanno stimato che il RoE di mercato per un progetto analogo a quello di Dukovany rientri in un intervallo compreso tra il […] % e il […] %, includendo un premio separato per il maggior rischio («SMRP») ([58]) e in un intervallo compreso tra il […] % e il […] %, escludendo tale premio. Queste cifre e le relative ipotesi sono riportate nella *tabella 2* e illustrate di seguito.

([56]) Decisione di avvio, sezione 4.4.2.5.

([57]) Cfr. osservazioni della Cechia del 1° marzo 2024. Le autorità ceche spiegano di aver utilizzato l'approccio di Harris-Pringle per stimare il beta levered, che, negli aggiustamenti del coefficiente beta in funzione della leva finanziaria, non utilizza lo scudo fiscale legato agli interessi (ossia la riduzione delle imposte risultante dalla detrazione ammissibile dal reddito imponibile). La formula di Harris-Pringle è la seguente: $\beta_L = \beta_U + \frac{D}{E}(\beta_U - \beta_D)$, dove β_L è il coefficiente beta del capitale proprio (levered), β_U è il coefficiente beta in assenza di debito (unlevered), β_D è il beta del debito, D è il capitale di debito ed E è il capitale proprio. La Cechia afferma inoltre che questo approccio corrisponde al modello finanziario, in cui tutti i flussi di cassa che sono attualizzati al costo del capitale sono al netto delle imposte e comprendono eventuali scudi fiscali.

([58]) Si tratta del «premio per la costruzione e l'esercizio di centrali nucleari» descritto nella decisione di avvio, rinominato dalla Cechia «premio separato per il maggior rischio» o «SMRP».

Tabella 2

Stima del RoE fatta dalla Cechia

Costo del capitale proprio	RfR contemporaneo		Medie storiche a lungo termine dell'RfR	
	Minimo	Massimo	Minimo	Massimo
RfR	[…] %	[…] %	[…] %	[…] %
MRP	[…] %	[…] %	[…] %	[…] %
Beta unlevered	[…]	[…]	[…]	[…]
Rapporto di indebitamento	[…] %	[…] %	[…] %	[…] %
RoE	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**
Beta del debito	[…]	[…]	[…]	[…]
RoE — con beta del debito	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**
SMRP	3,0 %	3,5 %	3,0 %	3,5 %
RoE — con l'SMRP	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**

Fonte: autorità ceche.

(130) Per quanto riguarda l'RfR ([59]), le autorità ceche hanno utilizzato le medie biennali e ventennali di titoli di Stato dell'area dell'euro e di titoli di Stato tedeschi a 30 anni, nonché di obbligazioni societarie europee con rating AAA con scadenza superiore a 10 anni ([60]). La Cechia dichiara di aver preso in considerazione i dati medi contemporanei e a lungo termine per garantire la solidità dell'analisi, in quanto in tal modo si ottiene un'indicazione delle prospettive relative all'RfR sia nel breve che nel lungo termine ([61]). In conseguenza di tale scelta, le autorità ceche hanno elaborato due scenari, uno che prende in considerazione dati contemporanei e l'altro che esamina le medie a più lungo termine dell'RfR. La Cechia afferma inoltre che, dopo aver selezionato i titoli dell'area dell'euro e tedeschi per ottenere un'indicazione dell'RfR, è necessario adeguare tale valore per tradurlo in un RfR della Repubblica ceca, il che significa che occorre aggiungere un premio ([62]). Tale premio è fissato pari alla media su due anni del premio per il rischio paese della Cechia ([63]). Da questa analisi si ottiene un RfR dell'ordine del [2-5] %.

([59]) Cfr. osservazioni della Cechia del 1° marzo 2024 e del 26 febbraio 2024.

([60]) Le obbligazioni in euro con rating AAA con la scadenza più lunga hanno una durata di 10 anni.

([61]) La Cechia spiega che, sebbene le medie a breve termine riflettano in modo più accurato le condizioni di mercato prevalenti e il clima di fiducia degli investitori, data la volatilità osservata nei dati sui titoli di Stato, per progetti infrastrutturali di durata molto lunga, come nel caso di una centrale nucleare, potrebbe non essere prudente basare il tasso privo di rischio soltanto su dati a pronti, che sono volatili. Prendendo in considerazione una media a più lungo termine, la volatilità legata ai dati risulta attenuata e si può ottenere una visione più equilibrata, rendendo possibile la correzione dei mercati (come, ad esempio, un ritorno al valore medio (*mean reversion*). Osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

([62]) L'approccio adottato dall'autorità di regolamentazione ceca per la fissazione dell'RfR si basa su un paniere di titoli di Stato emessi dalla Repubblica ceca con una durata residua media di 10 anni. I titoli in questione sono denominati in corone ceche. Tuttavia, poiché tutti i finanziamenti del progetto relativo a EDU II sono nominati in euro, come base per l'RfR sono stati utilizzati titoli di Stato europei e obbligazioni societarie con rating elevato.

([63]) Cfr. il modello finanziario della Cechia e le osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024, che indicano un premio dello 0,6 %. Damodaran (luglio 2023), https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly23.xlsx.

(131) Per quanto riguarda l'MRP, la Cechia ipotizza un intervallo di valori del [5-7] % ([64]). Il valore del […] % è la media dell'approccio di Damodaran basato sui credit default swaps (CDS) ([...] %) e del metodo basato sul rating del credito ([…] %) ([65]). Il valore del […] % è la media degli elementi seguenti: a) il valore del [...] % secondo il professor Damodaran; e b) l'MRP medio e mediano pari rispettivamente al […] % e al […] %, secondo lo studio più recente del professor Fernandez sull'MRP pubblicato nel giugno 2022 ([66]).

(132) Per la stima del coefficiente beta ([67]), la Cechia ha preso in considerazione i valori beta di un insieme di società comparabili. Per questo insieme la Cechia ha preso in considerazione un gruppo di società europee quotate di servizi di pubblica utilità nel settore dell'energia, mettendo a punto l'elenco in modo da considerare principalmente i beta delle imprese nel cui portafoglio di attività è presente l'energia nucleare ([68]). Da tale analisi si ottiene un valore beta unlevered di […] ([69]). La Cechia spiega che, sebbene siano le più adatte a fungere da parametro di riferimento per EDU II, queste imprese forniscono solo una stima indicativa del beta per un progetto esclusivamente nucleare e che si tratta di una gamma di valori beta prudenti. In particolare, la Cechia spiega che molte delle imprese comparabili che figurano nell'elenco non sono attive solo nel settore nucleare, ma svolgono diverse altre attività commerciali. La Cechia afferma inoltre che, dato che alcuni dati riflettono il rischio associato alle attività di trasmissione e distribuzione regolamentate (piuttosto che il rischio puro di una centrale nucleare), i dati devono essere interpretati con un elemento di giudizio. Per questo motivo, secondo la Cechia è probabile che il beta per una centrale nucleare nella Repubblica ceca sia più prossimo al valore più alto della gamma dei valori beta delle imprese comparabili ([70]).

(133) Per la stima del beta del debito ([71]), la Cechia ha ritenuto opportuno ipotizzare sia un valore pari a zero che un valore diverso da zero pari a […] ([72]), seguendo la linea adottata nelle recenti determinazioni delle autorità di regolamentazione nei settori delle acque e dell'energia nel Regno Unito ([73]). Il RoE auspicato del [9-11] % è stato calcolato sulla base del beta del debito di […].

([64]) Cfr. osservazioni della Cechia del 1º marzo 2024 e del 26 febbraio 2024.

([65]) Dati ricavati dalla banca dati mondiale sui premi per il rischio azionario del luglio 2023, creata dal prof. A. Damodaran («Damodaran») della New York University (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly23.xlsx). A tal fine Damodaran utilizza il premio per il rischio azionario implicito di S&P 500. Una volta definito il premio di mercato maturo (5 % in questa serie di dati), Damodaran stima lo spread predefinito, o il premio per il rischio paese, del paese in questione. Il premio per il rischio di mercato per la Repubblica ceca è dato dalla somma del premio per il rischio azionario a lungo termine (5 %) e del premio per il rischio paese della Cechia (dello 0,3 % e dello 0,9 %). Il premio per il rischio paese della Repubblica ceca è stimato secondo due metodi. Il primo metodo, che dà un premio dello 0,3 %, si basa sullo spread dei CDS (o credit default swap) tra la Germania (0,22 %, nella scheda «spread dei CDS a 10 anni» del suddetto file Excel) e la Repubblica ceca (0,45 %, nella scheda «spread dei CDS a 10 anni» del suddetto file Excel), che viene poi moltiplicato per un moltiplicatore dell'1,4, indicato nella serie di dati di Damodaran. Il secondo metodo, da cui scaturisce un premio dello 0,9 %, si basa sul rating del credito della Repubblica ceca di Aa3, che si traduce in uno spread dello 0,64 %, che viene poi moltiplicato per il moltiplicatore dell'1,4 di cui sopra.

([66]) Banca dati sviluppata dal prof. P. Fernandez («Fernandez») della IESE Business School dell'Università di Navarra. Questa banca dati è il risultato di un'indagine condotta da Fernandez e altri studiosi sul tasso d'interesse privo di rischio e il premio per il rischio di mercato utilizzati nel 2023 per 80 paesi (cfr. Fernandez P., García de la Garza D., Fernandez Acin J., Survey: *Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023*, 2023,SSRN, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4407839).

([67]) Cfr. osservazioni della Cechia del 1º marzo 2024.

([68]) Le società considerate sono: RWE, ČEZ, Fortum, EDF, Engie, Iberdrola, Uniper, Centrica, Nuclearelectrica. Cfr. le osservazioni della Cechia del 27 febbraio 2024.

([69]) La Cechia spiega di avere effettuato l'analisi seguendo l'approccio di Modigliani e Miller, che utilizza l'universo di parametri di riferimento prescritto per ricavare una stima del beta unlevered (degli attivi) di EDU II. Tale valore viene poi riconvertito tenendo conto della leva finanziaria per giungere alla corrispondente stima del beta levered (del capitale proprio) (sulla base di un'ipotesi di beta del debito pari a zero). Per stimare il beta unlevered ai fini della propria analisi, la Cechia si è concentrata su stime settimanali con un orizzonte temporale di due e cinque anni. In particolare, il beta è stato calcolato utilizzando l'approccio di Damodaran, che consiste nel selezionare i beta di società comparabili per i prezzi settimanali su due anni (con un peso del 66,7 %) e per i prezzi settimanali su cinque anni (con un peso del 33,3 %). Cfr. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm. Cfr. le osservazioni della Cechia del 27 febbraio 2024.

([70]) Osservazioni della Cechia del 10 gennaio 2024 in merito al RoE.

([71]) Il beta degli attivi può essere suddiviso in beta del capitale proprio, l'esposizione degli azionisti al rischio sistemico e il beta del debito, l'esposizione degli obbligazionisti al rischio sistemico. Ai fini del calcolo del beta degli attivi, i beta del debito e del capitale proprio sono ponderati in base alla quota di debito e di capitale proprio all'interno della struttura del capitale.

([72]) Cfr. osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

([73]) La fonte della Cechia è il settore dei servizi idrici regolamentati nel Regno Unito, in cui si utilizza un beta del debito compreso tra 0,15 e 0,05 (cfr. la metodologia per la revisione del prezzo finale elaborata dall'autorità di regolamentazione del settore idrico, Ofwat, dicembre 2022, https://www.ofwat.gov.uk/wp-content/uploads/2022/12/PR24_final_methodology_Appendix_11_Allowed_return.pdf).

(134) Per la stima del rapporto di indebitamento ([74]), la Cechia utilizza un valore del […] %, che riflette la media aritmetica del rapporto di indebitamento nel corso del ciclo di vita della centrale nucleare e il valore-obiettivo del rapporto di indebitamento del progetto ([75]). La Cechia osserva che si tratta di un'ipotesi prudente nella misura in cui, in primo luogo, la struttura del capitale del progetto prevede un indebitamento del 98 % e, in secondo luogo, perché «il rapporto di indebitamento effettivo» del progetto è compreso tra il 67 e il 78 % ([76]).

(135) Per quanto riguarda l'SMRP, la Cechia ha sostenuto che le centrali nucleari sono grandi progetti autonomi con determinate caratteristiche e rischi unici rispetto ad altri progetti di produzione di energia, che devono essere presi in considerazione attraverso l'inclusione di un premio separato per il maggior rischio nel RoE risultante dal CAPM. Il valore compreso tra il 3 e il 3,5 % stimato dalle autorità ceche terrebbe conto di tali rischi non rilevati dalle stime del beta di imprese diversificate del settore energetico ([77]). Tuttavia, date le significative misure di attenuazione dei rischi introdotte nella struttura finanziaria e contrattuale proposta, compresa la protezione del prezzo di esercizio a lungo termine, l'SMRP non è stato incluso nel RoE auspicato.

(136) Partendo dalle ipotesi di cui sopra, la Cechia stima un RoE auspicato compreso tra […] e […], escluso l'SMRP. La Cechia afferma che il RoE auspicato è stato definito come il limite inferiore dell'intervallo di valori per i motivi seguenti: è più vicino al punto medio della gamma di parametri di riferimento (cfr. considerando 137) e il progetto ha un solido profilo di rischio grazie alla protezione delle entrate e ad altri fattori di attenuazione inclusi nella struttura commerciale.

(137) Al fine di effettuare una valutazione comparativa della propria analisi, la Cechia confronta il tasso di rendimento auspicato del progetto del [9-11] % con quello di indicatori riguardanti anche altri progetti nucleari, grandi progetti di infrastrutture commerciali, imprese di pubblica utilità ceche regolamentate e YieldCos del Regno Unito. I risultati sono riportati nella tabella seguente ([78]).

([74]) In tale contesto, per «rapporto di indebitamento» si intende il rapporto tra il debito e il capitale, dove il capitale è la somma del debito e del capitale proprio.

([75]) Cfr. osservazioni della Cechia del 21 marzo 2024.

([76]) Nelle sue osservazioni del 9 gennaio 2024, la Cechia spiega che, nell'ambito della struttura di finanziamento di EDU II, il livello del rapporto di indebitamento del progetto varia nel tempo. Durante la costruzione si ha un rapporto di indebitamento superiore al 90 %, che diminuisce nel corso della durata del progetto man mano che l'aiuto finanziario rimborsabile è rimborsato. La Cechia spiega inoltre che il fatto che il rapporto di indebitamento di EDU II vari nel tempo implica che, secondo il quadro standard CAPM, il rendimento del capitale proprio richiesto deve essere direttamente correlato al rapporto di indebitamento, in quanto gli investitori in strumenti di capitale tendono a richiedere un rendimento più elevato quando il rapporto d'indebitamento aumenta. Di conseguenza, secondo il quadro CAPM, il RoE dovrebbe variare nel tempo per riflettere questa dinamica relativa tra il rendimento del capitale proprio e il rapporto di indebitamento effettivo. La Cechia afferma poi che il fatto che l'attuale meccanismo del modello finanziario ipotizzi un RoE annuo costante per l'intera durata del progetto non è coerente con il modo in cui il RoE dovrebbe essere valutato, dato che il rapporto di indebitamento annuo di EDU II varia nel tempo. Per far fronte a questo problema, sarebbe necessario un livello annuo costante del rapporto di indebitamento «effettivo», calibrato per garantire che 1) l'evoluzione dell'esposizione al rischio azionario nel corso della durata del progetto relativo a EDU II sia valutata in modo accurato e 2) che nel quadro CAPM sia utilizzato un RoE annuo costante, coerente con il meccanismo del modello finanziario attuale. Pertanto, una media aritmetica del rapporto di indebitamento nel tempo non riflette in modo fedele il livello di rischio al quale il progetto è esposto e contemporaneamente il livello di rendimento del capitale proprio che sarebbe richiesto dagli investitori. Ad esempio, dato lo stesso livello della media aritmetica annua del rapporto di indebitamento, l'esposizione al rischio azionario per il progetto, che è più elevata durante la fase di costruzione, sarebbe maggiore rispetto alla fase operativa, in cui il rapporto di indebitamento è inferiore. Ciò è dovuto al fatto che la fase di costruzione comporta un rischio sostanzialmente più elevato per gli investitori in strumenti di capitale rispetto al funzionamento. Alla luce di quanto precede, la Cechia ha presentato i tre approcci alternativi per ottenere un valore indicativo del rapporto di indebitamento effettivo che contribuisca alla stima del RoE. Questi approcci alternativi sono stati descritti in dettaglio nelle osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024 e nelle osservazioni della Cechia dell'8 novembre 2023.

([77]) Cfr. osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

([78]) Cfr. le osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

Tabella 3

Parametri di riferimento della Cechia ([79])

Comparatore	Leva finanziaria (%)	RoE con leva finanziaria (%)
Progetti di produzione di energia nucleare		
Hinkley Point C ([1])	n.d.	11,0-11,5
Paks II ([2])	40,0-50,0	10,9-12,5
Grandi progetti di infrastrutture commerciali		
Carbon fossile tedesco ([3])	60,0	11,0
CCGT tedesco ([3])	60,0	10,0
Energia eolica offshore ([4])		7,0-9,0
Controlli regolamentari cechi dei prezzi ([5])		
Distribuzione e trasmissione di energia elettrica (2021-2025)	48,9	7,9
Distribuzione e trasmissione del gas (2021-2025)	48,9	7,8
YieldCos del Regno Unito ([6])	34,0-65,0	7,2-11,0

([1]) Cfr. decisione (UE) 2015/658 della Commissione, dell'8 ottobre 2014, sulla misura d'aiuto SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) alla quale il Regno Unito intende dare esecuzione a sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C.

([2]) Cfr. decisione della Commissione, del 6 marzo 2017, concernente la misura/il regime di aiuti/l'aiuto di Stato SA.38454 - 2015/C (ex 2015/N) che l'Ungheria intende attuare a sostegno dello sviluppo di due nuovi reattori nucleari presso la centrale nucleare di Paks II.

([3]) Fraunhofer ISE (2021), *Levelized cost of electricity renewable energy technologies*, https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/cost-of-electricity.html.

([4]) World Forum Offshore Wind (2022), *Financing Offshore Wind*, WFO_FinancingOffshoreWind_2022.pdf (wfo-global.org).

([5]) ERÚ (2020), pag. 154 (https://www.eru.cz/en/price-control-principles-2021-2025-regulatory-period-electricity-and-gas-industries-and-market). ERÚ (2020), pag. 154 (https://www.eru.cz/en/price-control-principles-2021-2025-regulatory-period-electricity-and-gas-industries-and-market).

([6]) La Cechia riferisce che le YieldCos sono una categoria di attività di società quotate in borsa il cui obiettivo è possedere impianti operativi nel settore delle energie rinnovabili. Sono state considerate sei società nel periodo compreso tra giugno 2022 e giugno 2023, di cui due avevano pubblicato relazioni nel 2023 indicando i corrispondenti valori della leva finanziaria e del RoE con leva finanziaria. Il limite inferiore della leva finanziaria è stato desunto dalla performance del portafoglio, mentre il limite superiore si riferisce al massimo consentito nell'ambito delle rispettive politiche in materia di investimenti: leva finanziaria di TRIG: https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/08/TRIG-H1-2023-Interim-Results-Presentation.pdf; RoE con leva finanziaria di TRIG: https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/02/TRIG-2022-Annual-Report.pdf; leva finanziaria e RoE con leva finanziaria di UKW: https://www.greencoat-ukwind.com/~/media/Files/G/GreenCoat-UKWind/documents/Results/2911%20Greencoat%20Interim%20Report_CL.pdf.

Fonte: autorità ceche, osservazioni del 9 gennaio 2024.

(138) La Cechia afferma che i risultati di tale confronto indicano che le stime del RoE per la centrale nucleare proposta a Dukovany sono coerenti con quelle di altre centrali nucleari e progetti di infrastrutture energetiche. La Cechia afferma inoltre che, stando alle attese, il RoE di EDU II dovrebbe essere superiore a quello delle altre centrali nucleari recenti, tra l'altro, anche in virtù della leva finanziaria più elevata di EDU II. L'adeguamento dei rendimenti regolamentati per le imprese del settore energetico nella Repubblica ceca tenendo conto delle differenze in termini di equilibrio tra rischio e rendimento (ossia aggiungendo l'SMRP del 3-3,5 %) si tradurrà in un rendimento comparabile ([80]).

([79]) La Cechia osserva inoltre che i risultati coincidono in generale con l'analisi dei rischi, in cui i progetti nucleari si collocano al limite superiore dello spettro di rischio e presentano, di conseguenza, un elevato livello di rendimento; che i parametri di riferimento (comparatori) nucleari si sovrappongono per quanto riguarda l'intervallo stimato del RoE; che i controlli regolamentari cechi sui prezzi mostrano rendimenti relativamente stabili nell'arco di periodi di controllo compresi tra il 2021 e il 2025. Si tratta di uno dei parametri di riferimento più bassi e conferma la categorizzazione di rischio «basso» risultante dall'analisi dei rischi. Inoltre due dei progetti tedeschi di produzione di energia elettrica di riferimento (Hard Coal e CGGT) presentano livelli di rendimento del capitale proprio in linea e leggermente inferiori a quelli dei progetti di produzione nucleare, principalmente in ragione di un rischio di costruzione e di esercizio significativamente inferiore. Cfr. le osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

([80]) Osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

(139) Le autorità ceche concludono che il TIR del capitale proprio auspicato del [9-11] % è adeguato in considerazione del rischio di mercato e delle relative misure di attenuazione. La Cechia afferma inoltre che il RoE auspicato del [9-11] % riflette la struttura finanziaria proposta per il progetto, che prevede la responsabilità delle attività che precedono la costruzione in capo a EDU II, il finanziamento della costruzione tramite il prestito di Stato e un accordo di *off-take* della durata di 40 anni ([81]).

(140) Le autorità ceche spiegano inoltre che, applicando uno scenario realistico di sforamento dei costi del 10 % causato da motivi non legittimi, il TIR del capitale proprio scenderebbe al […] %.

3.6.5.2. Costo del capitale di debito

(141) La Cechia spiega che il costo dell'aiuto finanziario rimborsabile durante il periodo di costruzione e di garanzia è dello 0 % annuo, mentre nel corso dell'esercizio corrisponderà ai costi del finanziamento tramite debito pubblico maggiorati dell'1 % senza però scendere al di sotto del 2 % all'anno. La Cechia spiega inoltre che, alla luce delle recenti variazioni dei costi di finanziamento dello Stato e dell'inflazione, nella fase operativa il costo del capitale di debito è pari al 3,5 % ([82]). La Cechia calcola che il costo complessivo del capitale di debito («CoD») per il progetto sia pari al [2-4] % ([83]).

3.6.5.3. Tasso di rendimento complessivo

(142) La Cechia si è basata sulla seguente formula del costo medio ponderato del capitale (WACC) «vanilla» ([84]):

$$WACC = CoE\ x\ \left(1 - \frac{D}{D+E}\right) + CoD\ x\ \left(\frac{D}{D+E}\right)$$

dove:

1) CoE è il costo del capitale proprio, o rendimento del capitale proprio del [9-11] %, esaminato nella sezione 3.6.5.1;

2) CoD è il costo del capitale di debito del [2-4] %, esaminato nella sezione 3.6.5.2; e

3) $\left(\frac{D}{D+E}\right)$ è il coefficiente di indebitamento del progetto del […] %, esaminato nella sezione 3.6.5.1.

([81]) Osservazioni della Cechia del 9 gennaio 2024.

([82]) La Cechia spiega che il costo del capitale di debito del 3,5 % è stato stimato utilizzando dati recenti sulla curva dei rendimenti dei titoli di Stato della Repubblica ceca. Utilizzando un'approssimazione lineare tra le quotazioni disponibili a 20 e 50 anni, il corrispondente tasso a 30 anni è del 4,04 % in corone ceche. Poiché il governo ceco non ha titoli a lungo termine denominati in euro, per calcolare il tasso di interesse fisso è stato stimato un tasso di interesse applicabile in euro utilizzando quotazioni di prezzo sui tassi di cambio a termine CZK/EUR. Sulla base di tale analisi, il tasso fisso applicabile in EUR è pari a circa il 2,5 %. L'aggiunta del suddetto margine dell'1 % si traduce in un costo stimato del capitale di debito pari a 3,5. Cfr. osservazioni della Cechia del 1º marzo 2024 e del 7 marzo 2024.

([83]) Cfr. osservazioni della Cechia del 7 marzo 2024. La Cechia spiega che dopo il contratto di acquisto, nel periodo compreso tra il 2081 e il 2095, il progetto potrebbe accedere a crediti commerciali per un importo di 304 milioni di EUR, pari al 3 % dell'aiuto finanziario rimborsabile, per riflettere il fatto che si prevede che l'investitore intenderà rifinanziare il progetto alla scadenza del contratto di acquisto per gestire il proprio portafoglio di attività in modo più efficiente. Secondo le attese, nel periodo successivo al contratto di acquisto il credito commerciale sarà utilizzato a un costo del 5,5 %. Tale cifra è stata stimata utilizzando come parametro di riferimento il costo del capitale di debito per l'aiuto finanziario rimborsabile (ossia il 3,5 %). In considerazione del fatto che verso la fine del ciclo di vita del progetto l'esposizione al prezzo di mercato sarà completa, per stimare il costo del credito commerciale in tale fase, al 3,5 % è stato aggiunto un margine del 2 %. Cfr. anche il modello finanziario della Cechia.

([84]) Cfr. osservazioni della Cechia del 13 ottobre 2023 e del 1º marzo 2024.

(143) Questa formula ha come risultato un WACC del [4,5-7] %. La Cechia spiega di non avere tenuto conto dell'effetto di scudo fiscale nella formula del WACC, in quanto tutti gli effetti fiscali sono rilevati nel modello finanziario e considerati nei flussi di cassa utilizzati per calcolare i coefficienti del modello finanziario ([85]). Tuttavia, se si includesse l'effetto di scudo fiscale e si utilizzasse l'aliquota d'imposta effettiva del 21 %, il WACC sarebbe del [4-7] % ([86]).

3.6.6. *Entrate e costi del progetto*

(144) Come spiegato nella sezione 3.6.2, il modello finanziario presentato dalla Cechia si basa su diverse ipotesi riguardanti le aspettative sui prezzi di mercato, la disponibilità dell'impianto, i costi di costruzione, i costi di esercizio e di disattivazione e altre ipotesi pertinenti, ad esempio per quanto riguarda le spese in conto capitale e il finanziamento del progetto.

(145) Le entrate della centrale elettrica sono calcolate tenendo conto delle previsioni dei prezzi di mercato e ipotizzando un funzionamento con inseguimento del carico limitato, in base al quale la centrale adegua la propria produzione di energia elettrica, entro determinati limiti tecnici, tenendo conto dei prezzi orari sul mercato a pronti, in linea con gli incentivi finanziari forniti dalla formula per il calcolo della remunerazione di cui al considerando 88.

(146) Le autorità ceche hanno spiegato che la capacità di inseguimento del carico dell'impianto sarà limitata da vincoli di natura tecnica, che dipenderanno in parte dalla tecnologia selezionata. Nella modellizzazione del dispacciamento della centrale in risposta ai prezzi di mercato, la Cechia ha ipotizzato che la centrale soddisferà almeno i requisiti europei in materia di servizi di distribuzione dell'energia per le centrali nucleari di reattori ad acqua leggera. ([87]) Nel caso in cui le capacità tecniche dell'impianto siano superiori a tali requisiti minimi, tale aspetto inciderà sulle ipotesi relative alle entrate utilizzate per calcolare il prezzo di esercizio dopo la conclusione del contratto EPC. Tale maggiore flessibilità consentirebbe una migliore ottimizzazione dell'inseguimento del carico facendo così abbassare il prezzo di esercizio.

(147) Per le stime dei prezzi medi del mercato, le autorità ceche si sono basate sulle ipotesi commerciali di ČEZ per l'evoluzione dei prezzi medi annui del mercato dell'energia elettrica nella Repubblica ceca tra il 2035 e il 2050. Per il periodo 2051-2096, per coprire l'intera vita utile prevista dell'impianto, le autorità ceche ipotizzano una diminuzione graduale dei prezzi di mercato a un ritmo costante del […] % all'anno, per tenere conto della prevista tendenza al ribasso dei prezzi di mercato nel lungo periodo dovuta all'aumento delle fonti energetiche rinnovabili nel sistema. In assenza di adeguamenti per l'inflazione, l'ipotesi del prezzo medio di mercato parte da […] EUR/MWh nel 2036, per scendere a […] EUR/MWh entro il 2050 e diminuire gradualmente attestandosi a […] EUR/MWh nel 2076 e a […] EUR/MWh nel 2096.

(148) Le autorità ceche hanno presentato analisi di sensibilità ai prezzi all'interno del modello finanziario, avvalendosi di ulteriori scenari che ipotizzano aspettative di prezzi medi di mercato costanti su base annua che partono da meno di 10 EUR per MWh e arrivano a 150 EUR per MWh. Negli scenari che prevedono prezzi di mercato inferiori a 10 EUR/MWh, pari a 10 EUR/MWh e a 20 EUR/MWh, si prevede che la centrale sia chiusa dopo la scadenza del contratto di acquisto. Nell'ambito dell'intervallo di prezzi previsto negli scenari di sensibilità ai prezzi, le autorità ceche stimano che l'intervallo dei prezzi di esercizio necessario per conseguire il rendimento del capitale proprio auspicato del [9-11] % per l'intera durata del progetto sia compreso tra [50-80] EUR per MWh e [75-90] EUR per MWh. Ipotizzando un prezzo fisso di esercizio di [65-80] EUR/MWh (prezzo reale del 2020), il TIR del capitale proprio previsto in base ai diversi calcoli della sensibilità sarebbe pari al […] % prima della condivisione degli utili nel corso della durata del contratto, al […] % prima della condivisione degli utili nel corso della durata del progetto e al […] % dopo la condivisione degli utili a prezzi di mercato di 150 EUR/MWh, al […] % sia prima che dopo la condivisione degli utili a 40 EUR/MWh, al […] % sia prima che dopo la condivisione degli utili a 20 EUR/MWh e al […] % sia prima che dopo la condivisione degli utili a prezzi pari e inferiori a 10 EUR/MWh.

([85]) La Cechia spiega che questo approccio è diverso da quello del finanziamento societario, in cui la valutazione è effettuata sul flusso di cassa disponibile per le imprese e l'aggiustamento del WACC in funzione dello scudo fiscale (in base al quale il costo del debito è moltiplicato per un fattore (1-t), dove t è l'aliquota d'imposta) è necessario per riflettere l'incidenza della struttura finanziaria sulle imposte, che non si riflettono direttamente nel modello. Pertanto tale aggiustamento non è applicabile al modello di finanziamento del progetto utilizzato in questo caso. Cfr. le osservazioni della Cechia del 21 febbraio 2024.

([86]) Osservazioni della Cechia del 1° marzo 2024 e modello finanziario della Cechia.

([87]) Disponibile per i membri su https://europeanutilityrequirements.eu/.

(149) Come spiegato al considerando 145, la Cechia ha elaborato un modello di entrate annue che calcola le entrate della centrale elettrica per ogni ora di esercizio sulla base dei prezzi orari di mercato stimati e ipotizzando l'ottimizzazione della produzione in risposta ai segnali dei prezzi di mercato, tenendo conto nel contempo della manutenzione pianificata e non pianificata. Le curve dei prezzi orari sono state determinate sulla base della volatilità dei prezzi nel corso dell'anno 2035, secondo lo scenario di prezzo centrale di ČEZ, che è stato applicato alle proiezioni annuali dei prezzi nel corso della durata dell'attività. In seguito, per ogni curva dei prezzi orari, le entrate dell'impianto sono calcolate utilizzando la formula per il calcolo della remunerazione descritta nella sezione 3.6.1, ipotizzando che la produzione sia ottimizzata per rispondere ai segnali del mercato nei limiti della capacità tecnica della centrale nucleare.

(150) La Cechia ha stimato l'impatto sulla redditività dell'impianto ipotizzando un funzionamento a inseguimento del carico descritto in precedenza, rispetto a uno scenario di funzionamento senza inseguimento del carico in cui la produzione è mantenuta a una disponibilità media annua del [75-100] % della capacità dell'impianto. Con un funzionamento a inseguimento del carico, secondo le autorità ceche la centrale elettrica dovrebbe funzionare a una disponibilità media del [70-90] % della capacità dell'impianto (risultante da una prevista riduzione della produzione al 75 % nei periodi in cui i prezzi di mercato *p* sono inferiori ai costi *c*), raggiungendo in media il 101,24 % delle entrate e il 96,59 % dei costi che la centrale avrebbe ottenuto senza inseguimento del carico nel corso della durata del progetto. Le autorità ceche sottolineano che il risultato dell'analisi è fortemente condizionato dal profilo dei prezzi di mercato ipotizzati, che sono di natura ipotetica, e possono essere considerati solo indicatori teorici delle prestazioni dell'impianto.

(151) La formula per il calcolo della remunerazione descritta al considerando 88 garantisce la stabilità delle entrate di EDU II indipendentemente dalle condizioni medie prevalenti sul mercato nel corso della durata del contratto di acquisto (2038-2078).

(152) Poiché al momento dell'adozione della presente decisione il risultato della gara d'appalto per i servizi di EPC non è noto, la Cechia ha presentato stime indicative dei costi basate su parametri di riferimento e informazioni pubblicamente disponibili ricavati dalla progettazione e dal funzionamento degli impianti esistenti. La Cechia riconosce che l'affidabilità delle previsioni dei costi è limitata in quanto non vi sono recenti progetti precedenti direttamente comparabili in Cechia e il lavoro di progettazione non è ancora sufficientemente dettagliato. Tuttavia la Cechia afferma di ritenere che la gara d'appalto per il contraente EPC consenta di giungere alla soluzione economicamente più vantaggiosa che dovrebbe ridurre al minimo i costi.

(153) Nello scenario di base, le spese in conto capitale complessive, ossia i costi di costruzione («costo overnight»), sono stimate pari a EUR […]/kW, che corrispondono a […] miliardi di EUR a prezzi reali del 2020 (e a […] miliardi di EUR a prezzi nominali).

(154) La Cechia sostiene inoltre che, data la complessità e le specificità tecniche delle centrali nucleari, non è insolito osservare costi di costruzione molto più elevati di quanto inizialmente previsto. La Cechia ha previsto che, nello scenario peggiore di sforamento dei costi simile a quanto avvenuto per le centrali nucleari di Vogtle (Stati Uniti) e di Hinkley Point C (Regno Unito), i costi overnight del progetto potrebbero raggiungere [14 000-15 000] EUR per kW, ossia [17-18] miliardi di EUR (prezzi reali del 2023).

(155) Le stime dei costi di esercizio variabili comprendono i costi del combustibile, gli oneri pagati allo Stato per la gestione dei rifiuti, i costi di funzionamento e di manutenzione, esclusi i costi del combustibile, e un obbligo di accantonamento continuo per le spese di disattivazione. In totale, le autorità ceche stimano i costi variabili di esercizio pari a circa [10-15] EUR/MWh (con stime dei costi di approvvigionamento del combustibile pari a […] EUR/MWh, dei costi di disattivazione e di gestione dei rifiuti pari a […] EUR/MWh e dei costi variabili di funzionamento e di manutenzione pari a […] EUR/MWh). I costi di esercizio variabili sono utilizzati come variabile di input (*c*) nella formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto e per stimare il funzionamento a inseguimento del carico sulla base dei prezzi orari sul mercato a pronti.

(156) I costi di esercizio totali nel modello finanziario coprono anche i costi correnti del ciclo di vita di […] EUR/MWh, che secondo le autorità ceche sono i costi per la sostituzione e la ristrutturazione sostanziale dei componenti della centrale elettrica, ma non comprendono i costi di prolungamento del ciclo di vita. Inoltre i costi di esercizio considerati nel modello finanziario coprono costi fissi di esercizio pari a [10-20] EUR/MWh, che secondo le autorità ceche comprendono salari e stipendi, acquisto di servizi, assicurazioni e imposte, canoni, spese per ispezioni e revisioni, indennità di disattivazione e costi vari.

(157) Per riflettere l'impatto dell'inseguimento del carico sui costi, le autorità ceche hanno aggiunto costi di esercizio pari a […] EUR/MWh. Secondo le autorità ceche, i costi aggiuntivi legati all'inseguimento del carico nelle centrali nucleari tengono conto di una maggiore complessità in termini di funzionamento, delle problematiche legate alla manutenzione e all'efficienza del combustibile, e nel contempo sono determinati da fattori quali la progettazione specifica della centrale nucleare, la sua età, il contesto normativo in cui funziona e le sue pratiche di esercizio. L'attuale ipotesi di […] EUR/MWh rappresenta un primo parere e sarà rivista dopo la gara d'appalto per i servizi EPC e nell'ambito delle revisioni periodiche.

(158) Dopo la conclusione della gara d'appalto per i servizi di EPC, la Cechia aggiornerà alcune ipotesi di costo sopra descritte (cfr. allegato). Nello specifico, i costi overnight, i costi di esercizio variabili (costi del combustibile, costi di funzionamento e di manutenzione, costi di disattivazione e di gestione dei rifiuti), i costi del ciclo di vita, i costi fissi di esercizio, i costi di inseguimento del carico e le ipotesi sulla disponibilità saranno aggiornati e utilizzati nel modello finanziario per calcolare il prezzo di esercizio iniziale.

(159) Durante le revisioni periodiche, alcune ipotesi possono essere aggiornate (ossia adeguate al rialzo o al ribasso), comprese le ipotesi di inflazione, i costi di esercizio variabili, i costi del ciclo di vita, i costi di esercizio fissi, i costi di inseguimento del carico e le stime di redditività (cfr. allegato). La revisione sarà supervisionata da un terzo indipendente, che dovrebbe essere l'Ufficio ceco di regolamentazione dell'energia.

(160) Inoltre alcune ipotesi possono essere aggiornate a causa di motivi legittimi, come descritto nella sezione 3.8.

3.6.7. *Controllo della sovracompensazione*

(161) Come spiegato nella decisione di avvio, le autorità ceche hanno inizialmente proposto un meccanismo di controllo della sovracompensazione consistente in una condivisione degli utili azionari con la soglia fissata al livello del RoE auspicato del [9-11] % e un fattore di ripartizione 50/50.

(162) A seguito delle modifiche proposte della misura 1, in particolare considerando la riduzione della durata del contratto di acquisto da 60 a 40 anni che, secondo la Cechia, espone il beneficiario al rischio dei prezzi di mercato negli ultimi 20 anni del ciclo di vita della centrale, le autorità ceche affermano che sarebbe opportuno modificare leggermente la condivisione degli utili azionari, tenendo così conto in modo più preciso della maggiore esposizione al rischio dei prezzi di mercato del beneficiario nel periodo successivo al contratto di acquisto. La condivisione degli utili azionari prevederà pertanto quanto segue:

a) eventuali utili superiori al livello del RoE del [9-11] % (nominale, al netto delle imposte, prima del finanziamento commerciale) saranno ripartiti al 50 % tra il beneficiario e la società veicolo, per un periodo di 40 anni a decorrere dalla data di messa in servizio della centrale nucleare;

b) eventuali utili superiori al livello del RoE del [9-11] % (nominale, al netto delle imposte, prima del finanziamento commerciale) saranno ripartiti tra il beneficiario e la società veicolo secondo un rapporto 60/40, per un periodo di 20 anni, immediatamente successivo al periodo di 40 anni di cui sopra.

(163) La Cechia ha spiegato che i rendimenti effettivi del progetto saranno valutati a intervalli di cinque anni nel corso della durata operativa del progetto per verificare se siano stati realizzati guadagni in eccesso. Tale valutazione sarà i) effettuata per la prima volta al termine dell'esercizio finanziario in cui entra in vigore la licenza ottenuta per l'esercizio della centrale nucleare o, se anteriore, dopo la fine dell'esercizio finanziario immediatamente precedente la scadenza di cinque anni dall'inizio della trasmissione di energia elettrica dalla centrale nucleare alla rete («controllo iniziale della sovracompensazione») e ii) successivamente, a intervalli di cinque anni («controllo successivo della sovracompensazione») fino alla cessazione delle attività commerciali del progetto.

(164) La valutazione si baserà sulla versione più recente del modello finanziario aggiornato conformemente alla situazione alla fine dell'esercizio finanziario precedente la valutazione («data di valutazione») con i dati relativi alle entrate e ai costi effettivi.

(165) La valutazione verificherà se i rendimenti effettivi del capitale («TIR del capitale proprio effettivo») superano una determinata soglia del TIR del capitale proprio («soglia di sovracompensazione del TIR del capitale proprio»). Il TIR del capitale proprio effettivo sarà il tasso di rendimento ottenuto al prezzo di esercizio e in base ai ricavi di mercato e ad altri parametri della formula per il calcolo della remunerazione, applicabili alla data della valutazione. La determinazione del TIR del capitale proprio effettivo rifletterà la performance effettiva del progetto a partire dall'inizio del progetto fino al momento della corrispondente valutazione. Non prenderà in considerazione i flussi di cassa previsti fino alla fine dell'attività. La soglia di sovracompensazione del TIR del capitale proprio è stata fissata ex ante a un valore del [9-11] % per la durata della vita operativa del progetto (ossia durante e dopo il periodo di prelievo previsto dal contratto di acquisto).

(166) Si ritiene che vi sia stata una sovracompensazione del capitale proprio («evento di sovracompensazione del capitale proprio») se il TIR del capitale proprio effettivo supera la soglia di sovracompensazione del TIR del capitale proprio. Nel caso di un evento di sovracompensazione del capitale proprio, sarà restituita allo Stato e a ČEZ una somma forfettaria sotto forma di un importo in contanti («importo della sovracompensazione del capitale proprio»). L'importo della sovracompensazione del capitale proprio sarà versato direttamente solo a seguito di un controllo della sovracompensazione e non nell'anno in cui si è verificata l'eventuale sovracompensazione del capitale proprio.

(167) Se si ritiene che si sia verificato un evento di sovracompensazione del capitale proprio l'importo della compensazione del capitale proprio sarà calcolato secondo le modalità indicate di seguito.

(168) La prima fase consiste nel quantificare l'importo in contanti pari alla differenza tra il TIR del capitale proprio effettivo e il TIR del capitale proprio in sovracompensazione, tenendo conto della tempistica dei flussi di cassa ed escludendo gli importi delle compensazioni precedentemente versati allo Stato.

(169) La seconda fase consiste nel moltiplicare tale importo per il fattore di ripartizione per determinare il pagamento, che viene inviato al beneficiario mentre il saldo sarà versato allo Stato. La Cechia ha inoltre confermato che gli adeguamenti legati alla sovracompensazione possono assumere la forma di un pagamento forfettario o di un adeguamento del prezzo di esercizio del contratto di acquisto.

3.7. **Misura 2: prestito statale (aiuto finanziario rimborsabile)**

(170) La Cechia intende concedere un prestito di Stato, l'aiuto finanziario rimborsabile, per finanziare la fase 2 (sviluppo del progetto) e la fase 3 (costruzione). La Cechia afferma che la spesa in conto capitale prevista per le fasi 2 e 3 nell'ambito dello scenario di base è di […] miliardi di EUR (in termini nominali, a prezzi del 2020). Ciò detto, la Cechia ha anche fornito scenari basati su una spesa in conto capitale più elevata. Sulla base dei progetti nucleari precedenti con il costo di completamento più elevato (ossia Vogtle e Hinkley Point C), la spesa in conto capitale per le fasi 2 e 3 è stata stimata pari a [17-18] miliardi di EUR (in valori reali del 2023). L'importo esatto del prestito sarà definito sulla base dell'esito dell'offerta e della firma del contratto EPC al fine di finanziare lo sviluppo del progetto.

(171) La Cechia afferma che, rispetto alla concessione di una garanzia statale su un prestito ai tassi di mercato, la concessione di un prestito presenta i vantaggi indicati in appresso. *In primo luogo*, l'aiuto finanziario rimborsabile evita il rischio della mancanza di un mercato commerciale per garantire il finanziamento del progetto. *In secondo luogo*, l'aiuto finanziario rimborsabile offre una soluzione più tempestiva per organizzare il pacchetto di finanziamento complessivo rispetto a uno strumento di prestito commerciale. *In terzo luogo*, trattandosi di un prestito diretto da parte dello Stato, l'aiuto finanziario rimborsabile comporterebbe un costo inferiore del capitale di debito, nonché commissioni più basse in relazione all'organizzazione del finanziamento e all'assunzione del relativo impegno per l'intero periodo di costruzione. Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che, a causa dell'elevata entità del capitale di debito e considerata la generale avversione del mercato al rischio per quanto riguarda i progetti nucleari, il maggior costo degli eventuali prestiti ai tassi di mercato si tradurrebbe in un prezzo di esercizio più elevato nel contratto di acquisto. Le autorità ceche hanno inoltre posto l'accento sulla maggiore flessibilità dello Stato nel decidere in merito all'importo finale del finanziamento rispetto a finanziatori che operano alle normali condizioni di mercato, flessibilità indispensabile, dal momento che l'EPC non è ancora stato concluso.

(172) L'aiuto finanziario rimborsabile dovrebbe coprire il 100 % dei costi delle fasi 2 e 3 (cfr. considerando 67). Esso sarà garantito dalle attività di EDU II e non sarà fatto alcun ricorso a ČEZ né a una sua garanzia per l'aiuto finanziario rimborsabile. Il beneficiario pagherà un tasso di interesse dello 0 % durante la fase di costruzione del progetto ([88]). In seguito il tasso d'interesse annuo corrisponderà al costo del debito dello Stato determinato dal ministero delle Finanze come tasso percentuale per l'anno in questione e maggiorato di 1 punto percentuale, ma non sarà inferiore al 2 % all'anno ([89]). L'aiuto finanziario rimborsabile sarà perfezionato una volta ultimata la procedura di gara per il contratto EPC.

(173) Sarà possibile utilizzare l'aiuto finanziario rimborsabile a decorrere dalla data di entrata in vigore del contratto di acquisto, dell'accordo tra investitori e dell'aiuto finanziario rimborsabile. Il prelievo avverrà periodicamente (ad esempio, ogni anno) in linea con il bilancio aggiornato di EDU II.

(174) L'aiuto finanziario rimborsabile sarà ammortizzato sulla base di tappe e fasi specifiche del progetto e dei cambiamenti previsti nell'arco di 30 anni. L'ammortamento dell'aiuto finanziario rimborsabile inizierà con la concessione della licenza ai sensi della legge sull'energia atomica. Fino a quel momento, nel periodo precedente l'inizio dell'ammortamento, sarà creata una riserva per il servizio del debito destinata esclusivamente all'ammortamento dell'aiuto finanziario rimborsabile e al pagamento degli interessi (la «riserva per il servizio del debito»), che sarà successivamente detenuta da EDU II durante il periodo di ammortamento e utilizzata esclusivamente per l'ammortamento dell'aiuto finanziario rimborsabile e il pagamento degli interessi in caso di carenza di liquidità. Se non è utilizzata durante il periodo di ammortamento, la riserva per il servizio del debito è utilizzata per le ultime rate e per il pagamento degli interessi.

(175) Nel caso in cui EDU II notifichi allo Stato che il progetto richiede la sospensione dell'ammortamento dell'aiuto finanziario rimborsabile al fine di prevenire l'insolvenza finanziaria ([90]), che EDU II ha esaurito la riserva per il servizio del debito e che ČEZ non viola i suoi obblighi di impegno azionario ([91]) («avviso di sospensione»), l'ammortamento dell'aiuto finanziario rimborsabile e il pagamento degli interessi saranno sospesi per il periodo necessario a prevenire l'insolvenza finanziaria.

(176) Il pagamento anticipato volontario dell'aiuto finanziario rimborsabile e/o il rifinanziamento saranno autorizzati secondo le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.

(177) In caso di cambiamento del controllo di EDU II, quest'ultima sarà tenuta a rimborsare l'importo del prestito maggiorato degli interessi entro il termine specificato nella decisione relativa all'aiuto finanziario rimborsabile, a meno che tutte le azioni di EDU II non siano acquisite dallo Stato ceco.

(178) EDU II avrà il diritto di distribuire i dividendi sin dall'inizio del contratto di acquisto secondo parametri concordati e previo pagamento di eventuali rate di rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile giunte a scadenza. EDU II sarà inoltre autorizzata a pagare ČEZ in contanti attraverso altri canali (quali, ad esempio, i pagamenti a titolo di debito degli azionisti o debito intrasocietario accordato da EDU II in favore di ČEZ).

(179) Fino a quando non avrà completamente rimborsato l'aiuto finanziario rimborsabile (compresi gli eventuali interessi dovuti), EDU II non può effettuare alcuna distribuzione o pagamento a favore di ČEZ o di qualsiasi membro del gruppo ČEZ, ad eccezione dei pagamenti per la remunerazione di forniture o servizi infragruppo che sono necessari per EDU II e/o per il funzionamento e la manutenzione della centrale nucleare. Tuttavia, nella misura specificata nell'aiuto finanziario rimborsabile, se EDU II partecipa a un cash pooling del gruppo ČEZ, la frase precedente non vieterà né limiterà i pagamenti effettuati da o verso EDU II in relazione a tale cash pooling.

(180) Infine, se dovessero verificarsi sforamenti dei costi, non si può escludere che per il rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile sia in parte necessario il rifinanziamento mediante prestiti privati a condizioni di mercato. In questo scenario, il rimborso del costo dell'investimento non sarebbe più direttamente collegato al periodo dell'aiuto finanziario rimborsabile.

([88]) Tale tasso d'interesse si applicherà fino alla concessione della licenza per l'esercizio della centrale nucleare. *Cfr.* articolo 9, lettera f) e articolo 4, secondo comma, della legge sull'energia atomica (il funzionamento degli impianti nucleari).

([89]) Tale tasso d'interesse si applicherà dopo la concessione della licenza per l'esercizio della centrale nucleare da parte del beneficiario. *Cfr.* articolo 9, lettera f) e articolo 4, secondo comma, della legge sull'energia atomica (il funzionamento degli impianti nucleari).

([90]) La nozione di «insolvenza finanziaria» è definita al punto 6 del prospetto delle condizioni dell'accordo tra investitori.

([91]) Secondo il prospetto delle condizioni dell'accordo tra investitori, gli obblighi di impegno azionario di ČEZ riguardano l'obbligo di fornire un potenziale finanziamento azionario concordato per il progetto fino a un importo massimo complessivo di 1,95 miliardi di EUR.

3.8. **Misura 3: meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica**

(181) La terza misura a sostegno del progetto consiste in una protezione per ČEZ sotto forma di recupero dei costi, nel caso in cui la Cechia decida di modificare la sua politica nazionale in materia di energia nucleare o di non concedere le misure 1 o 2, o in caso di insorgenza di motivi legittimi («meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica») ([92]).

(182) Il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica consiste in un'opzione di vendita ([93]) per ČEZ o in un'opzione di acquisto ([94]) per lo Stato qualora si verifichino determinate circostanze. Tale misura è stabilita in un contratto tra le autorità ceche e ČEZ e EDU II, unitamente all'obbligo di ČEZ di fornire un finanziamento azionario per il progetto.

(183) Fino alla firma dell'accordo tra investitori, il quadro per la cooperazione sul progetto, compreso il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica per la prima fase del progetto, è definito dal primo contratto di esecuzione. In particolare, il primo contratto di esecuzione stabilisce le procedure e le modalità per rinegoziare i termini del contratto in caso di motivi legittimi e per la vendita di azioni allo Stato per motivi legittimi durante la fase 1 del progetto. Il primo contratto di esecuzione specifica le modalità degli accordi di acquisto di azioni al fine di garantire che l'operazione sia neutrale per entrambe le parti (ad esempio assicurando che il valore del prezzo di acquisto corrisponda ai fondi investiti in EDU II, che non vi siano trasferimenti di entrate da EDU II a ČEZ, ecc.).

(184) Le autorità ceche spiegano che il prezzo di acquisto per la vendita di tutte le azioni allo Stato fino alla fine della fase 1 è fissato a 4 509 591 000 CZK, con un'eventuale commissione supplementare dovuta a motivi legittimi non superiore a 200 000 000 CZK corrispondente all'importo complessivo dei conferimenti di capitale che saranno effettuati da ČEZ. In un accordo separato, le parti hanno fissato le condizioni alle quali tali importi comprenderanno un ritorno economico dell'investimento e le condizioni alle quali non lo comprenderanno. Come regola generale, se il progetto è chiuso per motivi legittimi, un ritorno dell'investimento sarà dovuto anche a ČEZ.

(185) Le autorità ceche spiegano inoltre che il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica garantirà la protezione di EDU II rispetto a eventi che sfuggono al suo controllo (ad esempio in caso di «motivi legittimi» ([95])), come stabilito nel contratto di acquisto (cfr. considerando 104). In particolare, nel caso di motivi legittimi che impediscono o ritardano l'adempimento degli obblighi giuridici di EDU II, quest'ultima sarà scusata per tale inadempimento o ritardo nell'adempimento dei suoi obblighi. Analogamente, se un motivo legittimo comporta ritardi nell'esecuzione del progetto, la data prevista di messa in servizio sarà posticipata di giorno in giorno. Infine EDU II avrà diritto a un risarcimento pecuniario qualora si verifichi un motivo legittimo.

(186) Le autorità ceche spiegano che l'obiettivo di questa misura è ridurre al minimo l'importo dell'aiuto necessario al momento della determinazione del prezzo di esercizio, creando un quadro accettabile di ripartizione dei rischi. L'effetto di questa misura è quello di limitare il rischio per l'investitore e, al tempo stesso, di ridurre la forbice dell'intervallo di rendimento degli investimenti. L'obiettivo è proteggere EDU II da determinati rischi (cfr. l'allegato della decisione di avvio). Allo stesso tempo, EDU II si assumerà il rischio di sforamenti dei costi del progetto per

([92]) Cfr. considerando 104 per una definizione dei motivi legittimi.

([93]) L'«opzione di vendita» riguarda il diritto di ČEZ di vendere allo Stato tutte le azioni di EDU II al verificarsi di determinati eventi.

([94]) L'«opzione di acquisto» riguarda il diritto dello Stato ceco di acquistare da ČEZ tutte le azioni di EDU II al verificarsi di determinati eventi.

([95]) Per «motivi legittimi» si intendono gli eventi e le circostanze che saranno specificati nel contratto di acquisto (e già inclusi nel primo contratto di esecuzione), che sono legati a modifiche delle condizioni di aiuto finanziario rimborsabile, a ritardi nella decisione finale di investimento da parte del governo ceco, all'adozione, alla modifica o alla cancellazione di leggi o normative applicabili riguardanti il progetto, alla violazione di obblighi specifici da parte dello Stato o di entità statali che rendono possibile il progetto e a problemi relativi alle infrastrutture e alla rete, a prescrizioni dello Stato riguardanti gli interessi di sicurezza nazionale e le relative implicazioni, ecc.

motivi diversi dai motivi legittimi. Le autorità ceche hanno fornito una panoramica delle modifiche che sarebbero accettate in quanto motivi legittimi. Tali modifiche comprendono le modifiche dei dati di input per il calcolo del prezzo di esercizio a seconda dell'esito della gara di appalto per i servizi di EPC (per quanto riguarda i costi di capitale, la durata dei periodi di costruzione, i periodi di disponibilità ([96]), i costi di esercizio, di manutenzione, i costi del combustibile e del ciclo di vita ([97]) e la capacità, nonché le capacità tecniche dell'impianto) o del perfezionamento dell'aiuto finanziario rimborsabile (tasso di interesse, importo del prestito e condizioni di pagamento determinati in base all'aiuto finanziario rimborsabile (cfr. considerando 172), nonché delle ipotesi sui prestiti commerciali sulla base dell'importo e delle condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile. A tale riguardo, le autorità ceche confermano che il modello finanziario si basa sulla flessibilità minima dell'impianto prevista per legge e che qualsiasi incremento della flessibilità si tradurrebbe in ipotesi di una maggiore efficienza dell'inseguimento del carico, con conseguente riduzione del prezzo di esercizio.

(187) Le modifiche comprendono anche il verificarsi di variazioni nel corso del ciclo di vita del progetto che, nella misura in cui si fondano su motivi legittimi, saranno aggiornate nell'ambito delle revisioni periodiche delle condizioni del contratto di acquisto, compresi i costi di esercizio e le variazioni dei costi di investimento (sia aumenti che diminuzioni) e le modifiche della legislazione, quali i parametri di disattivazione e le aliquote d'imposta. Le autorità ceche riconoscono che il ricorso (o meno) alla flessibilità tecnica dell'impianto per ottimizzare la produzione in considerazione dell'evoluzione dei prezzi di mercato (inseguimento del carico) non costituisce un motivo legittimo che giustifichi ulteriori aumenti dei costi oltre all'aggiornamento generale dei costi di esercizio effettuato nell'ambito della revisione quinquennale periodica (cfr. sezione 3.6.7). I limiti tecnici all'inseguimento del carico sono pertanto esclusi dall'elenco dei motivi legittimi. Il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica è volto a far sì che il progetto sia complessivamente accettabile per l'investitore e per lo Stato.

3.9. **Base giuridica e trasparenza**

(188) La base giuridica nazionale di questa misura è la legge sulle misure per la transizione della Cechia verso un'energia a basse emissioni di carbonio e riguardante la modifica della legge n. 165/2012 ([98]).

(189) Le autorità ceche hanno spiegato che l'aiuto sarà disciplinato anche dalla legge n. 218/2000 Sb., dalla legge sulle regole di bilancio e recante modifica di alcune leggi correlate (regole di bilancio), come modificata, nonché dai vari contratti e accordi con il beneficiario, descritti in appresso.

(190) L'accordo quadro di cooperazione sulla costruzione di nuove fonti nucleari nella Repubblica ceca, firmato il 28 luglio 2020 tra il ministero, ČEZ e EDU II, ha istituito un quadro generale per l'avvio e il successivo sviluppo della cooperazione tra le parti sul progetto di costruzione di nuove fonti nucleari nel sito di Dukovany. Esso non contiene obblighi specifici giuridicamente vincolanti per le parti. Il progetto è subordinato, ai sensi dell'accordo quadro, alla previa approvazione degli aiuti di Stato.

(191) Il primo contratto di esecuzione tra il ministero, ČEZ e EDU II contiene disposizioni giuridicamente vincolanti riguardanti i diritti e gli obblighi delle parti per la prima fase del progetto, vale a dire fino alla selezione del contraente EPC. È stato firmato il 28 luglio 2020 e successivamente modificato il 24 dicembre 2022, il 20 dicembre 2023 e il 30 gennaio 2024.

(192) Il 26 gennaio 2024 le autorità ceche hanno fornito copie dei documenti seguenti:

a) il progetto del prospetto delle condizioni del contratto di acquisto che stabilisce tali diritti e obblighi delle parti in relazione al progetto e sostituirà, una volta firmato, il contratto quadro e il primo contratto di esecuzione. Nello specifico, il contratto stabilirà le condizioni riguardanti l'obbligo di acquisto di energia elettrica da parte dello Stato ceco (anche per quanto riguarda il calcolo del prezzo di esercizio e i relativi adeguamenti e le condizioni riguardanti l'obbligo di condivisione degli utili), l'obbligo dello Stato di istituire la società veicolo, l'obbligo di EDU II di sviluppare, costruire e gestire la centrale nucleare, nonché le condizioni applicabili in caso di cambiamento della proprietà;

([96]) L'obiettivo di una disponibilità del [75-100] % è fissato come base per la remunerazione. Tuttavia sul modello finanziario possono incidere differenze nei calendari della disponibilità dovute alla tecnologia selezionata.

([97]) I costi del ciclo di vita coprono la sostituzione e la ristrutturazione completa dei componenti della centrale nucleare. L'offerta EPC prescelta specificherà il calendario previsto per la sostituzione e la ristrutturazione completa. Tali costi non comprendono i costi di prolungamento del ciclo di vita.

([98]) La legge è stata modificata da ultimo nel 2023 ed è disponibile al seguente indirizzo: https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165.

b) il progetto del prospetto delle condizioni dell'accordo tra investitori tra lo Stato ceco, ČEZ e EDU II, che stabilisce gli obblighi relativi al finanziamento azionario del progetto in capo a ČEZ, il trasferimento di azioni a terzi, nonché i dettagli delle opzioni di acquisto e di vendita;

c) il progetto del prospetto delle condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile da concedere mediante decisione del ministero dell'Industria e del commercio.

(193) Le autorità ceche dichiarano che i termini degli accordi di cui sopra saranno perfezionati una volta conclusa la procedura di appalto per la selezione del contraente EPC e confermati i costi di investimento e di esercizio del progetto, nonché le sue caratteristiche tecniche. Per lo stesso motivo, alcuni dati di input per il modello finanziario che saranno utilizzati per ricalcolare il prezzo di esercizio del contratto di acquisto saranno aggiornati per rispecchiare i termini del contratto EPC (cfr. allegato).

(194) Le autorità ceche dichiarano inoltre che il resto dei termini e delle condizioni dei documenti contrattuali elencati al considerando 191 e i documenti di finanziamento finali conterranno clausole standard che qualsiasi investitore richiederebbe e sulle quali potrebbe ragionevolmente aspettarsi di trovare un accordo per un progetto analogo. Qualora i rispettivi documenti contrattuali definitivi migliorino le condizioni contrattuali spostando in favore dei beneficiari l'equilibrio dei rischi, il tasso di rendimento atteso o la copertura dei costi relativi al progetto e alla relativa infrastruttura, o contengano altri elementi che possono costituire aiuti di Stato, le autorità ceche si impegnano a notificarli alla Commissione europea prima dell'esecuzione.

(195) Le autorità ceche hanno chiarito che le informazioni relative al progetto saranno pubblicate sul sito web del ministero https://www.mpo.cz/cz/energetika/.

3.10. **Struttura di finanziamento del progetto**

(196) Il fabbisogno totale di finanziamento del progetto nello scenario iniziale è stato stimato a […] miliardi di EUR (in termini reali, prezzi del 2020) pari a […] miliardi di EUR in termini nominali, che saranno finanziati tramite 0,18 miliardi di EUR di capitale iniziale conferiti da ČEZ nella fase 1 e mediante un prestito statale di [9,8-10,8] miliardi di EUR, l'aiuto finanziario rimborsabile, nelle fasi 2 e 3.

(197) Ulteriori 1,77 miliardi di EUR di capitale potenziale impegnato saranno conferiti da ČEZ per finanziare eventuali sforamenti dei costi non causati da motivi legittimi. I dettagli sull'approccio per il finanziamento di eventuali sforamenti dei costi saranno concordati da ČEZ e dallo Stato. L'impegno massimo di finanziamento totale di ČEZ per il progetto nella fase di sviluppo e costruzione sarà di 1,95 miliardi di EUR.

(198) Le autorità ceche spiegano che il limite massimo per gli sforamenti è determinato mediante la negoziazione commerciale tra le parti e deriva da una ripartizione efficace e ottimale dei rischi del progetto. Esse ritengono che il progetto non possa essere realizzato con un impegno finanziario aperto.

(199) Come indicato nella sezione 3.6.6, le autorità ceche prevedono che i costi di costruzione del progetto ammontino a […] EUR/kW (overnight, quindi senza interessi durante il periodo di costruzione, al livello dei prezzi del 2020) e ipotizzano che i costi di esercizio ammontino a circa [25-50] EUR/MWh (al livello dei prezzi del 2020), compresi i costi per i combustibili, i costi di funzionamento e manutenzione, i costi di prolungamento del ciclo di vita e quelli di disattivazione e di gestione dei rifiuti. In uno scenario alternativo ([99]), le autorità ceche stimano un incremento del 10 % dei costi di costruzione del progetto, non connesso a sforamenti causati da motivi legittimi.

(200) Come indicato al considerando 154, le autorità ceche hanno spiegato che in uno scenario peggiore di sforamento dei costi simile a quello di Vogtle e di Hinkley Point C, i costi overnight del progetto potrebbero toccare i [17-18] miliardi di EUR (prezzi reali del 2023), ossia […] miliardi di EUR in termini nominali. In tal caso, se gli sforamenti dei costi sono interamente determinati da motivi legittimi, l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile raggiungerebbe […] miliardi di EUR in termini nominali.

([99]) Lo «scenario realistico» è la terminologia usata da ČEZ per uno scenario alternativo che ipotizza un aumento del 10 % dei costi overnight del progetto, in cui i costi siano classificati come non legittimi.

(201) In questa fase le stime dei costi sono indicative e sono state elaborate sulla base di casi precedenti. I costi effettivi saranno determinati dall'esito della gara d'appalto per i servizi EPC e dalla tecnologia selezionata.

3.11. **Cumulo**

(202) La misura non può essere cumulata con altri aiuti percepiti a copertura degli stessi costi da sostenere nell'ambito del progetto.

3.12. **Trasparenza**

(203) Le autorità ceche hanno comunicato che tutte le informazioni pertinenti relative alla misura saranno pubblicate su un sito web nazionale ([100]) e sul registro per la trasparenza della Commissione.

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

(204) La Commissione ha adottato la decisione di avvio il 30 giugno 2022. La Commissione è giunta in via preliminare alla conclusione che le misure costituiscono aiuti di Stato e ha sollevato dubbi in merito alla compatibilità delle misure con il mercato interno ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE. In particolare, nella decisione di avvio la Commissione ha sollevato dubbi in merito all'adeguatezza, alla proporzionalità dell'aiuto e alle potenziali distorsioni della concorrenza e degli scambi.

(205) Per quanto riguarda i dubbi sull'adeguatezza espressi nella decisione di avvio, la Commissione ha chiesto se l'accordo di *off-take* a prezzo fisso inizialmente proposto, combinato con l'aiuto finanziario rimborsabile e il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica, costituisse uno strumento adeguato per fornire aiuti, in particolare rispetto ad altri strumenti ritenuti adeguati per precedenti investimenti nucleari. La Commissione si è chiesta se un livello di rischio più elevato per il beneficiario non sarebbe stato più appropriato. In particolare, nella decisione di avvio la Commissione ha osservato che, proteggendo il beneficiario da rischi di mercato importanti, alcuni incentivi ad adottare un comportamento concorrenziale potrebbero risultare indeboliti e ha ritenuto che le tre misure (ossia la misura di protezione in caso di cambiamento della normativa, l'accordo di *off-take* e l'aiuto finanziario rimborsabile) nel loro insieme riducano notevolmente il rischio di mercato. Alla luce di quanto precede, la Commissione ha ritenuto che non fosse chiaro se l'equilibrio proposto dalla Cechia nell'utilizzo delle tre misure fosse quello corretto e se potessero essere necessari strumenti alternativi o una modifica degli strumenti proposti per garantire un livello più elevato di esposizione al rischio di mercato ([101]).

(206) Per quanto riguarda la proporzionalità del progetto, nella decisione di avvio la Commissione si è chiesta se la durata di 60 anni dell'accordo di *off-take* costituisse il limite minimo necessario per garantire il proseguimento del progetto. In particolare, la Commissione ha osservato che la durata supera di gran lunga il periodo di rimborso dell'aiuto finanziario (in questo caso 30 anni a decorrere dalla data di avvio dell'attività commerciale), come pure la durata del sostegno approvata in casi precedenti ([102]). La Commissione ha inoltre osservato che, sebbene per consentire ingenti investimenti a lungo termine si ricorra frequentemente a contratti a lungo termine, la durata del contratto non sempre copre necessariamente l'intero arco della vita economica di un progetto.

(207) Inoltre nella decisione di avvio la Commissione si è anche chiesta se le ipotesi utilizzate per stimare il rendimento richiesto riflettano correttamente l'esposizione al rischio dell'investitore. In particolare, la Commissione ha espresso dubbi in merito all'aggiunta del premio per la costruzione e il funzionamento di centrali nucleari nella stima del CAPM, dal momento che l'esposizione al rischio del beneficiario era diminuita grazie alle tre misure di aiuto e alla possibilità di adeguare il prezzo dell'accordo per l'acquisto di energia elettrica. La Commissione si è poi chiesta se il

([100]) Consultabile all'indirizzo: https://mpo.cz/cz/energetika/novy-jaderny-zdroj/rozvoj-novych-jadernych-zdroju/.
([101]) Cfr. decisione di avvio, punti da 191 a 193.
([102]) Ibidem, punti 197-198. Nello specifico, l'accordo di *off-take* per Hinkley Point C è stato concluso per 35 anni, mentre il periodo di rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile per Paks II era di soli 21 anni e la misura non era accompagnata da altre forme di aiuto al funzionamento.

RoE richiesto rifletta correttamente i rischi sostenuti dal beneficiario e corrisponda a un rendimento ragionevole per un investitore in quel tipo di attività, in quanto l'accordo di *off-take* trasferisce sia i rischi di prezzo che i rischi di mercato alla società veicolo e, di conseguenza, allo Stato ([103]).

(208) Inoltre nella decisione di avvio la Commissione ha sollevato dubbi in merito all'adeguatezza del meccanismo di condivisione degli utili azionari proposto dalla Cechia per evitare sovracompensazioni, in particolare perché include un fattore di ripartizione 50/50 tra lo Stato ed EDU II ([104]).

(209) Inoltre, per quanto riguarda ČEZ in qualità di promotore del progetto, la Commissione ha osservato che una procedura aperta per la selezione del promotore del progetto avrebbe potuto consentire di ridurre il sostegno necessario per la realizzazione del progetto ([105]).

(210) Per quanto riguarda i dubbi relativi ai possibili effetti negativi sugli scambi e sulla concorrenza, la Commissione ha espresso dubbi in merito alla scelta di ČEZ quale beneficiario del progetto e al fatto che ČEZ sia stata scelta senza una gara d'appalto o una procedura di selezione e, forse, senza avere effettivamente preso in considerazione altri potenziali operatori. In seguito, la Commissione si è chiesta perché ČEZ sia l'operatore più efficiente, perché non sia stata seguita una procedura di gara o un altro meccanismo di selezione e in base a quali motivi tecnici o economici sia stata selezionata ČEZ. La selezione di ČEZ fa sorgere qualche dubbio in merito a una potenziale distorsione della struttura del mercato, in considerazione della sua forte posizione sul mercato ceco dell'energia elettrica ([106]).

(211) La Commissione ha altresì rilevato che non si può escludere del tutto che ČEZ possa manipolare i prezzi e trattenere capacità. Ad esempio, nei periodi in cui i prezzi di mercato sono superiori al prezzo fissato nell'accordo per l'acquisto di energia elettrica, non era escluso che il gruppo ČEZ potesse avere un interesse economico a ridurre la produzione di EDU II, in modo da consentire ad altre unità del gruppo di vendere più energia ai prezzi di mercato più elevati. La Commissione ha ritenuto che non si potesse escludere la possibilità di manipolazione del mercato, in particolare a causa dell'attuale forte posizione di mercato di ČEZ per quanto riguarda la capacità di produzione di energia elettrica e la produzione effettiva in Cechia. Alla luce di quanto precede, la Commissione si è chiesta se ČEZ o EDU II avrebbero l'interesse o la capacità di manipolare il mercato ([107]).

(212) La Commissione ha infine espresso dubbi sul ruolo della società veicolo sul mercato. In particolare, la Commissione ha osservato che non era chiaro se, potendo compensare le proprie perdite con i fondi dello Stato, la società veicolo sarebbe sufficientemente incentivata ad agire come un soggetto privato teso a realizzare i massimi profitti. A meno che tale ruolo non sia effettivamente assunto da un'impresa distinta, guidata da una strategia di massimizzazione del profitto, selezionata mediante una gara aperta che non porti a una reintegrazione delle attività di negoziazione della società veicolo all'interno di ČEZ. Inoltre la Commissione ha ritenuto che vi sia il rischio che gli aiuti alla società veicolo si ripercuotano sui grandi consumatori di energia elettrica. Rischio che può essere ulteriormente aggravato dal fatto che la società veicolo sarà controllata dallo Stato. Poiché non è ancora del tutto chiaro in che modo, o a chi, la società veicolo venderà l'energia elettrica, non si poteva escludere che essa possa concludere contratti bilaterali a condizioni vantaggiose con consumatori industriali ([108]). La Commissione ha infine rilevato che potrebbe prodursi una distorsione del mercato perché non è certo che la struttura società veicolo - accordo per l'acquisto di energia elettrica possa impedire ai segnali di mercato di raggiungere il gestore della centrale elettrica ([109]).

([103]) Ibidem punti 207-208.
([104]) Ibidem, punto 205.
([105]) Ibidem, punto 209.
([106]) Ibidem, punto 215.
([107]) Ibidem, punti 217 e 218.
([108]) Ibidem, punti 221 e 223.
([109]) Ibidem, punto 224.

4. LA POSIZIONE DEL GOVERNO CECO

(213) La Cechia ha trasmesso le proprie osservazioni sulla decisione di avvio in data 30 agosto 2022. Nelle sue osservazioni la Cechia ha fornito diverse analisi in risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio con riguardo all'adeguatezza, alla proporzionalità e all'effetto della misura sugli scambi e sulla concorrenza.

(214) Va osservato che la risposta della Cechia alla decisione di avvio esamina le misure di aiuto di Stato descritte nella decisione di avvio. Le attuali misure di sostegno, che comprendono modifiche rispetto alle misure inizialmente previste introdotte per rispondere ai dubbi sollevati dalla Commissione nella sua decisione di avvio, sono illustrate in dettaglio nella sezione 3 della presente decisione.

(215) Le argomentazioni avanzate dalla Cechia sono illustrate più dettagliatamente di seguito.

4.1. Posizione della Cechia in merito all'adeguatezza dell'aiuto

(216) Nelle sue osservazioni sulla decisione di avvio, la Cechia ha affermato che nelle attuali condizioni di mercato, caratterizzate da un clima di incertezza e in rapida evoluzione, tutte e tre le misure del progetto sono necessarie per far fronte ai fallimenti del mercato associati allo sviluppo dell'energia nucleare (ossia l'ingente fabbisogno di capitale, la persistenza dell'esposizione ai segnali di prezzo del mercato, che sono a loro volta distorti dagli interventi, e la persistenza dell'esposizione alle decisioni politiche), come riconosciuto dalla Commissione nella decisione di avvio ([110]). Secondo la Cechia, per ovviare ai suddetti fallimenti del mercato sono necessari interventi statali distinti ma interconnessi.

(217) In primo luogo, in assenza di finanziamenti a condizioni di mercato da parte di fonti private a causa della rilevante entità degli investimenti e di altri rischi associati allo sviluppo di progetti nucleari, la portata del rischio relativo al fabbisogno di capitale sarebbe attenuata dall'aiuto finanziario rimborsabile.

(218) In secondo luogo, la persistenza dell'esposizione ai segnali di prezzo del mercato fa sì che il progetto sia esposto a un rischio elevato in termini di entrate a fronte di costi fissi significativi, con un conseguente rapporto di indebitamento operativo molto elevato, al quale gli investitori privati non sono propensi. Tale rischio sarebbe affrontato mediante la protezione dei prezzi a lungo termine offerta dalle condizioni del contratto di acquisto ([111]).

(219) In terzo luogo, la persistenza dell'esposizione al rischio legato alle decisioni politiche, che sussiste in tutte le fasi del progetto (vale a dire, a partire dallo sviluppo fino alla disattivazione), sarebbe affrontata dal meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica, nonché dalla protezione costituita dai «motivi legittimi» prevista dal contratto di acquisto.

(220) Per comprovare quanto affermato, le autorità ceche hanno fornito un elenco di progetti nucleari che sono stati abbandonati a causa di uno o più dei suddetti fallimenti del mercato relativi allo sviluppo di progetti di produzione di energia nucleare. ([112])

(221) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che, oltre ai principali fallimenti del mercato citati, le attuali condizioni di mercato hanno notevolmente accresciuto i rischi per i nuovi promotori di progetti nucleari. Tra questi figurano i) la transizione tecnologica in corso verso, ad esempio, le energie rinnovabili e l'idrogeno, che può determinare l'esclusione della tecnologia nucleare in favore di fonti con un costo marginale di produzione minimo, ii) il

([110]) Ibidem, punti da 182 a 184.

([111]) Nella decisione di avvio, per descrivere l'accordo di *off-take* è stato utilizzato il termine «accordo per l'acquisto di energia elettrica» (PPA). Nel corso del procedimento d'indagine formale la Cechia ha aggiornato il termine e ha scelto l'espressione contratto di acquisto. Per motivi di coerenza, nella presente decisione si utilizza il termine aggiornato che rispecchia correttamente la misura attuale.

([112]) *In primo luogo*, le autorità ceche hanno riportato diversi esempi di progetti che sono stati abbandonati a causa dell'inefficienza del mercato rispetto all'ingente fabbisogno di capitali. In particolare, sono stati citati Horizon nel Regno Unito, Belene in Bulgaria e Virgil C. Summer negli Stati Uniti. *In secondo luogo*, le autorità ceche hanno sostenuto che il progetto Temelín II (unità 3 e 4) in Cechia è stato parzialmente abbandonato a causa dell'assenza di un meccanismo di sostegno statale volto ad attenuare i rischi di volatilità dei prezzi di mercato. *In terzo luogo*, la Cechia ha spiegato che i nuovi progetti nucleari sono esposti a cambiamenti delle politiche che persistono per l'intera durata dei progetti e che tali cambiamenti possono incidere negativamente sulla redditività e sulla finanziabilità dei progetti. Le autorità ceche hanno menzionato i progetti Olkiluoto 4 e Hanhikivi 1 in Finlandia, che sono stati abbandonati a seguito di decisioni strategiche.

panorama macroeconomico, che stava, tra l'altro, subendo pressioni inflazionistiche e variazioni dei tassi di interesse e dei tassi di cambio delle valute estere, iii) la volatilità dei prezzi di mercato delle materie prime, che si traduce in volatilità dei prezzi dell'energia elettrica, ed eventi del tipo «cigno nero», come l'aggressione russa nei confronti dell'Ucraina che ha causato perturbazioni del mercato e della catena di approvvigionamento.

(222) Le autorità ceche hanno inoltre presentato scenari controfattuali in base ai quali, se una delle tre misure di sostegno del progetto dovesse essere soppressa, i principali rischi sopra descritti rimarrebbero invariati, compromettendo in tal modo la sostenibilità del progetto e comportando un rischio inaccettabile per il promotore del progetto e, in ultima analisi, la sua mancata realizzazione.

(223) Nel primo scenario controfattuale, le autorità ceche hanno spiegato che l'aiuto finanziario rimborsabile fornisce il capitale necessario per la costruzione della nuova unità nucleare e attenua il rischio di fallimento del mercato derivante dall'entità molto significativa del fabbisogno di capitale e dall'elevato livello di rischio di costruzione. In assenza dell'aiuto finanziario rimborsabile, secondo le autorità ceche il promotore del progetto non sarebbe in grado di reperire capitali attraverso i mercati del debito commerciale per la fase di costruzione a causa dei rischi summenzionati, con conseguente fallimento del progetto. La Cechia afferma inoltre che, qualora fosse possibile raccogliere capitali sui mercati del debito commerciale, con molta probabilità l'accesso a tali finanziamenti privati implicherebbe un costo del capitale di debito notevolmente più elevato rispetto alla misura proposta dallo Stato traducendosi, in ultima analisi, in livelli più elevati di sostegno sotto forma di aiuti di Stato. In particolare, per raggiungere lo stesso livello di rendimento del capitale, sarebbe necessario prevedere un prezzo di esercizio più elevato nel contratto di acquisto.

(224) Nel secondo scenario controfattuale, le autorità ceche hanno indicato che il contratto di acquisto funge da fondamentale fattore di attenuazione del forte fabbisogno di capitali e della persistenza dell'esposizione alla volatilità dei prezzi di mercato. Secondo la Cechia, se il contratto di acquisto fosse eliminato, gli investitori non avrebbero alcun interesse a fare affidamento su rendimenti basati sul mercato per l'intera durata del progetto e sarebbero ulteriormente scoraggiati dalla piena esposizione al rischio che il costo del combustibile/le spese di esercizio superino i prezzi dell'energia elettrica, dalla volatilità dei flussi di cassa e dai costi di copertura aggiuntivi durante l'esercizio.

(225) Infine, nel terzo scenario controfattuale, le autorità ceche hanno spiegato che le modifiche delle leggi e delle normative e i cambiamenti delle politiche sfuggono al controllo degli sviluppatori di progetti nucleari e che, considerando la lunga durata di questo tipo di progetti e la divergenza di opinioni in merito al ruolo della tecnologia nucleare, tali cambiamenti costituiscono un rischio significativo per i nuovi progetti nucleari. In assenza del meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica, le autorità ceche sostengono che probabilmente il promotore del progetto si ritirerebbe, determinando ritardi nei tempi di messa in servizio dell'impianto e/o la sua mancata realizzazione.

(226) Nel corso dell'indagine formale la Cechia ha deciso di modificare la misura al fine di introdurre un ulteriore elemento di rischio di mercato nel progetto, sostituendo la remunerazione a prezzo fisso del contratto di acquisto ([113]) con una formula per il calcolo della remunerazione aggiornata che rifletta le condizioni di mercato e risponda ai segnali del mercato. Per la descrizione dettagliata della formula per il calcolo della remunerazione, cfr. considerando da 83 a 106.

4.2. **Posizione della Cechia in merito alla proporzionalità dell'aiuto**

4.2.1. *Durata del sostegno*

(227) In risposta ai dubbi della Commissione in merito alla durata del contratto di acquisto sollevati nella decisione di avvio, le autorità ceche hanno innanzitutto affermato che il contratto di acquisto deve essere proporzionato all'attuale contesto per gli investimenti a rischio. Nello specifico, le autorità ceche hanno spiegato che il panorama degli investitori per lo sviluppo dell'energia nucleare è profondamente mutato a causa del brusco incremento dei rischi derivanti da carenze nella catena di approvvigionamento globale, dalla pressione inflazionistica, dalla volatilità dei mercati valutari e dal deterioramento del contesto geopolitico in Europa (come l'aggressione russa

([113]) Cfr. decisione di avvio, punti da 60 a 65.

contro l'Ucraina). I mercati dell'energia sono esposti a questo tipo di rischi geopolitici, che di recente hanno determinato un'elevata volatilità dei prezzi dell'energia. Si tratta di cambiamenti che colpiscono in modo particolare gli investitori nucleari, a causa della lunga durata dei progetti e degli ingenti capitali necessari all'inizio del ciclo di vita dei progetti. Alla luce di quanto precede, la Cechia sostiene che la durata di 60 anni proposta per il contratto di acquisto corrisponde all'attuale contesto di rischio e che qualsiasi riduzione della durata del contratto si tradurrebbe in una maggiore esposizione degli investitori al rischio e, di conseguenza, in un RoE più elevato. Secondo le autorità ceche, ciò si tradurrebbe in un prezzo di esercizio più elevato per il contratto di acquisto, compromettendo l'obiettivo del progetto di fornire energia elettrica a prezzi accessibili.

(228) In secondo luogo, le autorità ceche hanno spiegato che quanto più lunga è la durata dell'accordo di *off-take*, tanto più basso è il prezzo di esercizio e minore è il rischio che l'energia elettrica diventi più costosa. La Cechia ha affermato che un contratto di acquisto di durata inferiore a 60 anni amplificherebbe l'esposizione ai rischi del progetto. Ad esempio, il promotore del progetto dovrebbe imporre un prezzo di esercizio per il contratto di acquisto notevolmente più elevato per costituire maggiori riserve di capitale circolante e apportare maggiori contributi alla riserva per la disattivazione ([114]) nell'arco di un periodo più breve, per poter gestire i rischi in condizioni di mercato sfavorevoli (come la volatilità dei prezzi di mercato) dopo la scadenza dell'accordo di *off-take*. Allo stesso tempo, le autorità ceche hanno sottolineato l'importanza di prezzi dell'energia elettrica stabili e accessibili per i consumatori, che sarebbe possibile ottenere tramite un contratto di acquisto di energia elettrica a lungo termine. La Cechia ha infine sostenuto che sarebbe necessario prolungare la durata del contratto di acquisto oltre il periodo di rimborso trentennale dell'aiuto finanziario rimborsabile, in modo tale che il progetto non sia compromesso dall'aumento dei rischi e che il prezzo di esercizio del contratto di acquisto rimanga ragionevole e stabile a lungo termine.

(229) In terzo luogo, le autorità ceche hanno affermato che la distribuzione del sostegno operativo per l'intero ciclo di vita della centrale nucleare evita il rischio di entrate straordinarie per il beneficiario. Nello specifico, la Cechia ha spiegato che il meccanismo di controllo della sovracompensazione, unitamente al meccanismo che prevede l'adeguamento del prezzo di esercizio del contratto di acquisto a intervalli regolari affinché la remunerazione sia proporzionata, fa sì che il rischio di profitti straordinari sia ridotto al minimo. Le autorità ceche hanno inoltre indicato che la durata di 60 anni del contratto di acquisto limiterebbe anche gli eventuali profitti straordinari che potrebbero verificarsi dopo la scadenza dell'accordo di *off-take* in caso di durata inferiore.

(230) In quarto luogo, la Cechia ha spiegato che la distribuzione del sostegno per l'intero ciclo di vita della centrale nucleare riduce al minimo l'impatto specifico sui prezzi e riduce il rischio di trasferimenti economici intergenerazionali iniqui. In particolare, le autorità ceche hanno rilevato che i contratti di acquisto sono uno strumento importante per proteggere i consumatori dalla volatilità del mercato. Inoltre un contratto di acquisto per il progetto di durata corrispondente al ciclo di vita della centrale nucleare garantirebbe una maggiore stabilità dell'approvvigionamento e dei prezzi per i consumatori di energia, mentre un accordo di *off-take* con una durata più breve esporrebbe il promotore del progetto e i consumatori di energia all'incertezza sotto il profilo dei prezzi e dell'approvvigionamento. Nel caso di un contratto di acquisto di durata inferiore a 60 anni, vi sarebbe un rischio maggiore di trasferimenti economici intergenerazionali iniqui che potrebbero derivare dall'incertezza dei prezzi o dell'approvvigionamento. Inoltre la Cechia ha affermato che il sostegno operativo per l'intero ciclo di vita della centrale nucleare è comune in molti casi riguardanti le fonti energetiche rinnovabili. Tale approccio riduce il rischio degli investimenti in quanto fornisce un livello garantito di rendimento per gli investitori.

(231) In quinto luogo, le autorità ceche hanno inoltre affermato che un contratto di acquisto con una lunga durata rafforzerebbe la fiducia nel fatto che la centrale nucleare continuerà a funzionare per tutto il suo ciclo di vita e promuoverebbe la sicurezza energetica ceca. In particolare, le autorità ceche hanno spiegato che un contratto di acquisto con una lunga durata darebbe un segnale di mercato che indica l'impegno dello Stato a favore della sicurezza energetica a basse emissioni di carbonio a lungo termine. Tale fiducia potrebbe tradursi in costi inferiori per il progetto.

([114]) Cfr. articolo 51, secondo comma, della legge sull'energia atomica, disponibile all'indirizzo: https://sujb.gov.cz/fileadmin/sujb/docs/legislativa/zakony/Act_263_2016_web.pdf.

(232) In sesto luogo, la Cechia infine sostiene che le misure (compresa la durata proposta del contratto di acquisto) consentono la massima ripartizione praticabile del rischio che lo sviluppatore del progetto e il contraente possono sostenere. Nell'ambito del pacchetto di sostegno proposto, le autorità ceche hanno indicato che il promotore del progetto è soggetto a rischi importanti (quali ritardi, sforamenti dei costi, problemi relativi alla catena di approvvigionamento, prestazioni e interruzioni di funzionamento della centrale, nonché modifiche che non rientrano tra i motivi legittimi). Pertanto, secondo la Cechia, le misure proposte costituiscono un aiuto proporzionato, fissato a un importo minimo che non va oltre quanto necessario.

(233) Nel corso dell'indagine formale, la Cechia ha deciso di abbreviare la durata del contratto di acquisto, portandola da 60 a 40 anni (cfr. considerando da 83 a 85).

4.2.2. *Rischio di sovracompensazione*

(234) In risposta ai dubbi espressi nella decisione di avvio dalla Commissione in merito al rischio di sovracompensazione, le autorità ceche hanno sostenuto che il meccanismo di controllo della sovracompensazione proposto è sufficiente per evitare sovracompensazioni. Il meccanismo di controllo della sovracompensazione proposto consta di tre strumenti principali che offrono una forte protezione: in particolare, i) il meccanismo di condivisione degli utili che, secondo la Cechia, va oltre ed è più rigoroso delle disposizioni equivalenti dei progetti nucleari precedentemente approvati, ii) la procedura di gara per i servizi EPC che contribuirà a calibrare il prezzo del contratto di acquisto ([115]) e iii) l'isolamento dai mercati dell'energia attraverso la struttura del contratto di acquisto che impedisce a EDU II di ottenere una sovracompensazione a seguito di variazioni sostanziali del prezzo dell'energia nel lungo periodo.

(235) Per quanto riguarda la prima misura, le autorità ceche hanno rilevato che il meccanismo proposto misura la performance del progetto nel corso del suo intero ciclo di vita e garantisce che tutti i rendimenti in eccesso rientrino nel suo ambito di applicazione. In particolare, tutti i rendimenti ottenuti al di sopra del rendimento di EDU II negoziato nello scenario iniziale sono soggetti a un fattore di ripartizione del 50 %. Le autorità ceche hanno inoltre sottolineato che il meccanismo di condivisione degli utili proposto incoraggia EDU II a ottenere maggiori rendimenti e offre allo Stato la possibilità di ricevere entrate derivanti dalla condivisione degli utili in caso di superamento del rendimento previsto.

(236) Inoltre le autorità ceche hanno affermato che il meccanismo di condivisione degli utili proposto si basa sul meccanismo, approvato dalla Commissione, adottato nel caso di Hinkley Point C. Affermano tuttavia che il meccanismo di condivisione degli utili del progetto prevede una ripartizione maggiore tra lo Stato e il gestore a un livello di rendimento del capitale proprio inferiore rispetto a Hinkley Point C. In particolare, il meccanismo di condivisione degli utili del progetto prevede una soglia per la condivisione notevolmente inferiore rispetto a Hinkley Point C ([116]). Per di più, il meccanismo di condivisione degli utili di Hinkley Point C si attiva solo quando il TIR (WACC) del progetto supera l'11,4 % (WACC di base del 9,02 %), mentre il meccanismo di condivisione degli utili del progetto si attiverebbe con un rendimento economico molto inferiore per il progetto (WACC di base del 3,7 %). Inoltre il meccanismo di condivisione degli utili del progetto ha un fattore di ripartizione iniziale più elevato rispetto a Hinkley Point C (50 % rispetto al 30 %).

Figura 2

Confronto tra il meccanismo di condivisione degli utili di EDU II e quello di Hinkley Point C [...]

Fonte: autorità ceche.

(237) Per quanto riguarda la seconda misura, le autorità ceche sostengono che la procedura di gara per i servizi di EPC incorpora un meccanismo basato su un mercato competitivo nel processo seguito per la definizione delle ipotesi. Questo meccanismo garantisce che qualsiasi potenziale di movimento al rialzo rilevato nelle ipotesi a lungo termine

([115]) Secondo la Cechia, ciò si verificherebbe sulla base di ipotesi riviste attraverso la procedura di gara sul mercato per l'aggiudicazione del contratto EPC che incorpora le più recenti riflessioni sul mercato in tutti gli scenari a lungo termine utilizzati.

([116]) La Cechia afferma che, mentre a Hinkley Point C i rendimenti devono superare del 26,7 % il TIR iniziale (9,02 %) perché vi sia una condivisione, il meccanismo di condivisione degli utili del progetto si applica a qualsiasi sovracompensazione superiore al TIR iniziale.

sia ridotto al minimo grazie all'esito della procedura di gara. Analogamente, secondo la Cechia, la procedura di gara per i servizi EPC garantirebbe la limitazione di eventuali sovracompensazioni derivanti da possibili imprevisti non giustificati nelle ipotesi sottostanti. La Cechia afferma inoltre che la procedura di gara per il progetto si discosta dalla procedura di selezione di Hinkley Point C, dove il promotore del progetto disponeva di maggiori strumenti per determinare una sovracompensazione ([117]).

(238) Per quanto riguarda la terza misura, le autorità ceche hanno spiegato che la struttura del contratto di acquisto proposta interrompe il collegamento tra il promotore del progetto e l'esposizione ai prezzi di mercato, eliminando così la possibilità che il promotore riceva una sovracompensazione a seguito di cambiamenti del mercato (strutturali o legati ai prezzi). Tale rischio potrebbe verificarsi in teoria dopo il termine del periodo del contratto di acquisto e, secondo la Cechia, si tratta di un ulteriore motivo a favore di un accordo per l'acquisto di energia elettrica con una durata più lunga, di 60 anni, che corrisponde al ciclo di vita della centrale nucleare. Sulla base della struttura di contratto di acquisto proposta, EDU II potrebbe ottenere una sovracompensazione solo in caso di superamento dei risultati previsti in termini di capacità produttiva.

(239) Inoltre le autorità ceche hanno spiegato che il fatto che il promotore del progetto possa realizzare un certo, limitato, margine di profitto al di sopra del RoE auspicato produce effetti di incentivazione auspicabili e spingerà EDU II ad adottare il comportamento di un operatore in un'economia di mercato. La Cechia ha concepito e negoziato il sostegno al progetto con l'obiettivo, da un lato, di trasferire il rischio massimo sostenibile su EDU II e, dall'altro, di mantenere incentivi per incoraggiare il corretto comportamento economico di EDU II e ČEZ. Gli incentivi inclusi nella struttura proposta consentono a EDU II di gestire efficacemente i rischi, innovare, garantire l'efficienza e realizzare il progetto entro i termini stabiliti. La Cechia sostiene infine che ulteriori meccanismi di controllo della sovracompensazione volti a limitare un possibile movimento al rialzo comporterebbero un aumento della posizione di rischio netta di EDU II e potrebbero pertanto non essere conformi all'attuale posizione di aiuto minimo. Nello specifico, le autorità ceche hanno affermato che il meccanismo di condivisione degli utili proposto protegge dalla sovracompensazione riducendo il potenziale di movimenti al rialzo e ciò si riflette nell'attuale RoE e nel prezzo di esercizio del contratto di acquisto concordato tra la Cechia e il promotore del progetto. Qualsiasi misura supplementare volta a ridurre ulteriori potenziali movimenti al rialzo potrebbe comportare una maggiore esposizione al rischio per il promotore del progetto e, di conseguenza, un RoE e un prezzo di esercizio del contratto di acquisto più elevati.

(240) Nel corso dell'indagine formale la Cechia ha rivisto la formula contenuta nel contratto di acquisto per il calcolo della remunerazione di ČEZ (cfr. considerando da 83 a 106) al fine di tenere conto dei rischi di mercato e ha aggiornato il meccanismo di condivisione degli utili (cfr. considerando da 161 a 169) al fine di evitare una sovracompensazione.

4.2.3. *RoE calcolato al minimo necessario*

(241) Le autorità ceche hanno spiegato che l'intervallo proposto per il RoE è stato valutato tenendo conto dei rischi cui deve far fronte EDU II rispetto ad altri grandi progetti di infrastrutture energetiche. Nello specifico, i rischi del progetto sono stati valutati secondo sei categorie, segnatamente: sviluppo, costruzione, funzionamento, entrate, finanziamento e regolamentazione. I comparatori sono suddivisi in tre sezioni, segnatamente: i) progetti di produzione di energia nucleare (EDU II, HPC e Paks II), ii) grandi progetti di infrastrutture commerciali (progetti di centrali elettriche convenzionali ed eolici offshore) e iii) controlli dei prezzi da parte delle autorità di regolamentazione ceche. Dalla valutazione qualitativa dei rischi effettuata dalla Cechia emerge che i progetti di produzione di energia nucleare sono considerati a rischio «elevato», mentre le altre categorie sono considerate a rischio «medio» e «basso». La tabella seguente sintetizza l'analisi comparativa dei rischi per tutti i fattori di rischio e i progetti messi a confronto considerati in sei categorie di rischio.

([117]) In particolare, le autorità ceche hanno sostenuto che nel caso Hinkley Point C il promotore del progetto era anche il fornitore di tecnologia che forniva gran parte delle attrezzature e dell'ingegneria, che è stata fornita attraverso oltre 180 contratti diretti. Secondo le autorità ceche, anche lo sviluppatore del progetto, essendo una figura di rilievo nella catena di approvvigionamento delle tecnologie, esercita un maggiore controllo ed è in grado di determinare una sovracompensazione rispetto alle ipotesi sottostanti e di trasferire i costi.

Tabella 4

Sintesi della valutazione dei rischi per tutti i fattori di rischio e i progetti messi a confronto

Project	Development	Construction	Operational	Revenue	Financing	Regulatory	Overall
EDU II	High	High	High	Medium (40-year PPA)	Medium	Medium	High
				Low (i60-year PPA)			
HPC	High	High	High	Low	High	Medium	High
Paks II	High	High	High	Medium	Medium	Medium	High
Conventional power plant projects (IPPs)	Medium	Medium	Low	High	Medium	Low	Medium

Project	Development	Construction	Operational	Revenue	Financing	Regulatory	Overall
Offshore wind	Medium	Medium	Low	Low	Low	Low	Low
Czech regulated distribution	Low	Low	Low	Low	Low	Medium	Low

Fonte: autorità ceche.

(242) Secondo la Cechia, i rendimenti tipici dei progetti messi a confronto sembrano corrispondere ai rischi sottostanti. Per i progetti di produzione di energia nucleare, i rendimenti variano dal 9 al 12,5 % (per Hinkley Point C, 11-11,5 % (con leva finanziaria), 9,02 % (senza leva finanziaria) e per Paks II, 10,9-12,5 %). Per i progetti di centrali elettriche convenzionali, i rendimenti con leva finanziaria sono compresi tra il 10 e l'11 %, mentre per l'eolico offshore sono compresi tra il 7 e il 9 %. Infine, per quanto riguarda la distribuzione regolamentata di energia elettrica e gas della Cechia, i rendimenti sono compresi tra il 7,76 e il 7,94 %.

(243) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che per calcolare l'intervallo del RoE richiesto per EDU II è stata utilizzata un'analisi dettagliata basata sulle variabili di mercato. Da tale analisi è emerso un intervallo del RoE compreso tra il […] % e il […] %, che è in linea con la valutazione comparativa qualitativa del rischio e con i rendimenti per i progetti di riferimento. Nello specifico, per stimare i parametri del CAPM sono state utilizzate le variabili di mercato dei mercati finanziari ceco ed europeo, tra cui il tasso privo di rischio, il premio per il rischio azionario e i valori del coefficiente beta. Occorre inoltre includere un premio per il nucleare rispetto all'energia convenzionale o alle reti regolamentate in considerazione del maggior rischio comportato dai progetti nucleari. I progetti nucleari presentano infatti un rischio di costruzione e di esercizio significativo che, secondo la Cechia, è dimostrato dalle esperienze precedenti e dalle difficoltà pratiche di attuazione dei progetti nucleari nei tempi previsti e nei limiti di bilancio. La Cechia ritiene che, date le tutele offerte dal progetto, sia appropriato un premio compreso tra il 3 e il 3,5 %, che è stato incluso nel calcolo del CAPM con approccio «*bottom-up*».

(244) Le autorità ceche hanno inoltre rilevato che i meccanismi di sostegno proposti, pur essendo sufficienti ad ovviare ai principali fallimenti del mercato, sono concepiti per trasferire il massimo rischio su EDU II.

(245) Nel corso dell'indagine formale la Cechia ha proposto un RoE aggiornato come descritto nella sezione 3 (cfr. considerando da 84 a 99).

4.3. **Posizione della Cechia in merito alla selezione di ČEZ**

(246) Nelle osservazioni sulla decisione di avvio, le autorità ceche hanno spiegato che erano state prese in considerazione soluzioni alternative per il ruolo del promotore del progetto e che ČEZ era stata scelta come opzione preferita (punti da 147 a 148). Prima della selezione di ČEZ come promotore del progetto sono state prese in esame e attentamente esaminate tre opzioni, segnatamente: i) il consorzio di investitori privati, ii) lo Stato ceco come proprietario di maggioranza e gestore del progetto e iii) un'opzione in cui ČEZ era il promotore del progetto (cfr. considerando 51). La Cechia ha scelto la terza opzione.

(247) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che ČEZ rappresenta la scelta più adatta come promotore del progetto, in considerazione della sua capacità di realizzare il progetto e del suo interesse ad adoperarsi in tal senso, nonché sotto il profilo della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, degli interessi di sicurezza nazionale e della neutralità tecnologica. In particolare:

— ČEZ, in qualità di promotore del progetto, si trova in una posizione privilegiata per la realizzazione del progetto, in quanto ha una vasta esperienza nel mercato come promotore e gestore credibile di centrali nucleari in Europa e come produttore storico di energia elettrica in Cechia. Inoltre il gruppo ČEZ è una delle dieci maggiori imprese energetiche in Europa, sia in termini di capacità installata che di numero di clienti. Oltre a ciò, ČEZ apporterà in EDU II fino a 1,95 miliardi di EUR sotto forma di investimenti azionari e sarà così fortemente incentivata al buon esito di EDU II.

— In considerazione degli obiettivi di neutralità in termini di emissioni di carbonio della Cechia entro il 2050, le considerazioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento hanno giocato un ruolo importante nella selezione del modello di investitore per il progetto. ČEZ è fortemente determinata a realizzare il progetto entro un termine che tuteli la sicurezza dell'approvvigionamento della Cechia e finora ha preso tutte le misure necessarie in questa direzione (ad esempio, ha acquisito il sito, ottenuto le approvazioni e le autorizzazioni urbanistiche necessarie).

— ČEZ, in quanto società quotata in borsa e controllata dallo Stato ceco, con un importante impatto sul mercato dell'energia ceco, garantisce la tutela degli interessi di sicurezza nazionale della Cechia, in particolare in un contesto in cui l'economia ceca è ampiamente esposta a minacce esterne all'approvvigionamento di risorse energetiche.

— Infine, mentre ČEZ è stata selezionata come promotore del progetto, il fornitore di tecnologia nucleare sarà oggetto di una procedura di gara d'appalto competitiva. L'appaltatore EPC sarà responsabile della costruzione e della messa in servizio del progetto e avrà pertanto una responsabilità significativa nel garantirne il buon esito.

(248) Inoltre le autorità ceche hanno spiegato che la selezione di ČEZ crea significativi incrementi di efficienza, evita costi aggiuntivi e non richiede lo sviluppo di un altro sito. Si tratta quindi di una scelta che offre notevoli vantaggi in termini di tempi di realizzazione del progetto, che non potrebbero essere replicabili da strutture alternative.

(249) Le autorità ceche hanno inoltre illustrato tutti i lavori preparatori intrapresi finora da ČEZ. Il gruppo ČEZ è proprietario del sito proposto per la centrale nucleare (EDU II). Il processo di acquisizione dei terreni necessari per il cantiere è iniziato nell'aprile 2008 e si è concluso nel 2021 (considerando 77). ČEZ ha inoltre condotto studi di fattibilità con l'obiettivo di ridurre i tempi e i costi per la Cechia nello sviluppo del progetto.

(250) Inoltre all'inizio del 2021 ČEZ ha ottenuto tutte le licenze e i permessi principali necessari per portare avanti il progetto in linea con il piano del progetto (ad esempio, la licenza per l'ubicazione dell'impianto nucleare e la valutazione d'impatto ambientale (considerando da 78 a 79). La licenza per l'ubicazione dell'impianto nucleare richiede generalmente dai sei ai sette anni e l'acquisizione della valutazione d'impatto ambientale tra i tre e i cinque.

(251) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che ČEZ, in quanto proprietario e gestore di una centrale nucleare, ha una conoscenza e una comprensione approfondite dei requisiti normativi, compresi i requisiti per la concessione delle licenze per una nuova centrale nucleare, e della legislazione ceca (considerando 149). Inoltre ČEZ e EDU II sono membri di diverse organizzazioni internazionali, tra cui la World Association of Nuclear Operators, («WANO») ([118]), la European Harmonised Requirements for New Nuclear Power Plants («EUR») ([119]), l'Electric Power Research Institute («EPRI») ([120]), la World Nuclear Association («WNA») ([121]) e la Nuclear Generation II & III Alliance («NUGENIA») ([122]) e hanno pertanto accesso a norme e processi riconosciuti e incoraggiati dalle autorità di regolamentazione di tutto il mondo per la promozione di un miglioramento continuo.

(252) Le autorità ceche hanno inoltre sottolineato il ruolo fondamentale del progetto per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica della Cechia in futuro, in particolare alla luce della disattivazione delle centrali a carbone. Segnatamente, le autorità ceche hanno spiegato che un orizzonte più breve in termini di tempi di sviluppo del progetto aiuterà a colmare la prevista carenza di capacità ([123]). Lo sviluppo di un progetto diverso in un sito differente con un orizzonte temporale significativamente più lungo non risponderebbe alle esigenze immediate in materia di sicurezza dell'approvvigionamento del sistema.

(253) La Cechia ha inoltre spiegato, a titolo puramente teorico, che se un promotore alternativo del progetto dovesse acquistare un sito potenzialmente idoneo per una centrale nucleare nel territorio della Cechia, la realizzazione del progetto risulterebbe notevolmente ritardata rispetto a quanto avverrebbe con ČEZ. Nello specifico, in questo scenario alternativo le autorità ceche stimano ritardi fino a 14 anni (rispetto al progetto) senza alcuna rassicurazione in merito all'eventualità che non sorgerebbero problemi nelle fasi di caratterizzazione o pianificazione del sito, che sono state ben superate per EDU II, aumentando così i rischi e i costi per lo sviluppo del progetto. In ogni caso, le autorità ceche sostengono che non risulta che in Europa esista un operatore tecnologicamente neutrale e dotato di esperienza nucleare, che sviluppi centrali nucleari al di fuori del proprio paese.

(254) Nel caso in cui un promotore del progetto diverso da ČEZ dovesse sviluppare il progetto, la Cechia stima che si dovrebbero sostenere, e finanziare, costi aggiuntivi pari ad almeno circa [200-700] milioni di EUR. Tali costi consistono principalmente nel valore del sito per la centrale nucleare, negli studi di fattibilità, nelle attività autorizzative e di sviluppo svolte finora da ČEZ, nonché nelle sinergie con la centrale nucleare esistente di Dukovany.

(255) Le autorità ceche hanno infine rilevato che la selezione di ČEZ come promotore del progetto era in linea con precedenti casi nel settore nucleare valutati dalla Commissione, in cui non si erano svolte procedure di gara aperta per la selezione dei promotori di progetti a causa delle specificità dei progetti in questione ([124]).

(256) Il 16 marzo 2023 la Cechia ha presentato osservazioni complementari, in cui sottolineava la comprovata esperienza di ČEZ nella realizzazione e nella gestione di centrali nucleari. In passato ČEZ ha sviluppato e costruito due unità con una capacità installata di 1 125 MW a Temelín (Cechia), che sono state commissionate nel 2000 e nel 2002, nonché la prima centrale nucleare a Dukovany con un'attuale capacità installata di 2 040 MW. Tali unità sono state commissionate tra il 1985 e il 1987 e la Cechia sottolinea che la WANO le annovera nel 20 % degli impianti più efficienti.

([118]) https://www.wano.info/.
([119]) https://www.europeanutilityrequirements.eu/fr.
([120]) https://www.epri.com/.
([121]) https://www.world-nuclear.org/.
([122]) https://snetp.eu/nugenia/.
([123]) Le simulazioni del gestore del sistema di trasmissione ceco sulle previsioni dell'adeguatezza a medio termine in tre scenari (vale a dire: i) lo scenario ambizioso in cui la disattivazione della produzione a carbone è prevista entro il 2033; ii) lo scenario prudente in cui la disattivazione della produzione a carbone è prevista nel 2038; e iii) lo scenario di riferimento in cui la disattivazione della produzione a carbone è prevista nel 2040) dimostrano l'importanza della messa in servizio tempestiva di una nuova fonte nucleare per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica e l'autosufficienza della Cechia.
([124]) A titolo di esempio, le autorità ceche hanno indicato che la nomina di EDF per Hinkley Point C è stata effettuata a seguito di una consultazione sotto forma di invito a manifestare interesse a cui EDF era stata l'unica a rispondere, mentre per Paks II, MVM Paks II è stata nominata senza una procedura di gara aperta, in quanto all'epoca sul mercato non esistevano altre alternative credibili.

(257) Inoltre, oltre a considerazioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla sicurezza nazionale, la Cechia sottolinea il profilo della sicurezza finanziaria, dal momento che ČEZ gode di un ottimo rating di credito pubblico ([125]).

(258) La Cechia ha infine specificato che una gara d'appalto per la selezione di un promotore del progetto, che potrebbe essere potenzialmente diverso da ČEZ, comporterebbe svantaggi significativi. In sostanza, la Cechia sostiene che nel caso di specie la concorrenza su questo livello del progetto non porterebbe a scegliere l'operatore più efficiente. Sottolineando i motivi di cui sopra, la Cechia ritiene che invitare altre parti a manifestare interesse od organizzare una gara d'appalto non produrrebbe alcuno dei vantaggi derivanti dalla concorrenza, e pertanto gli svantaggi di tale processo, in particolare i ritardi e i costi aggiuntivi sostenuti, nonché le preoccupazioni in materia di sicurezza legate a qualsiasi altro potenziale candidato, non potrebbero essere controbilanciati. La Cechia afferma inoltre che in nessuna fase della pianificazione del progetto sono state sollevate lamentale ed obiezioni da parte di terzi in merito alla nomina di ČEZ a promotore del progetto, neppure nelle risposte dei terzi alla decisione di avvio.

4.4. **Posizione della Cechia in merito all'impatto del progetto sugli scambi e sulla concorrenza**

4.4.1. *Potenziale manipolazione dei prezzi e trattenimento di capacità da parte di ČEZ*

(259) In risposta ai dubbi sollevati dalla Commissione nella decisione di avvio in relazione alla possibilità che ČEZ trattenga capacità, le autorità ceche hanno spiegato che il gruppo ČEZ non avrà alcun interesse economico a gonfiare i prezzi all'ingrosso riducendo la produzione di EDU II né sarà in grado di farlo.

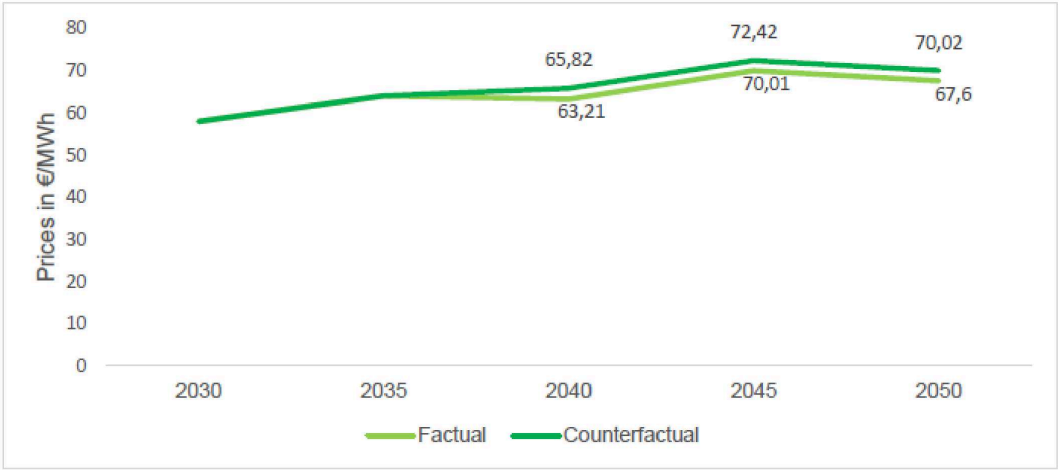
(260) In primo luogo, le autorità ceche affermano che ciò è dovuto al fatto che la struttura di governance del progetto garantisce l'indipendenza di EDU II dal gruppo ČEZ, limitandone pertanto la possibilità di interferire indebitamente nelle operazioni giornaliere della centrale nucleare.

(261) In secondo luogo, secondo la relazione Oxera ([126]), «*la messa in servizio di EDU II ha un effetto modesto ma apprezzabile sul prezzo ceco dell'energia elettrica*». Le proiezioni contenute in tale relazione mostrano che la messa in servizio di EDU II indurrebbe una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica ceca di circa 2 EUR/MWh tra il 2040 e il 2050 (considerando 170). Su tale base, le autorità ceche stimano che nel caso in cui EDU II andasse completamente offline per un anno, la società registrerebbe una perdita di entrate per un totale di circa 450 milioni di EUR ([127]), mentre ČEZ maturerebbe soltanto circa 17 milioni di EUR di entrate supplementari derivanti dalla vendita della parte non coperta della produzione per l'anno successivo ([128]), con una conseguente perdita finanziaria significativa per il gruppo ČEZ.

([125]) Riferimento alle risposte della Cechia del 16 marzo 2023, risposta alla domanda 20.
([126]) Oxera Consulting LLP, 2021, *The impact of Dukovany on the Central European Electricity Market* («relazione Oxera»).
([127]) Calcolato sulla base della produzione annua di 9 TWh moltiplicata per 50 EUR/MWh.
([128]) Calcolato sulla base del 21 % della produzione annua di 40 TWh moltiplicato per 2 EUR/MWh di incremento dei prezzi reali del 2020.

Figura 3

Differenza nei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica in Cechia tra scenari fattuali e controfattuali (2030-2050)



Note: Projections taken from the Oxera model baseline (factual and counterfactual) scenarios. (In the factual scenario, the planned support measures for the construction and operation of Dukovany II are implemented, while in the counterfactual scenario, the planned measures are not implemented.)

Source: Oxera report

(262) In terzo luogo, le autorità ceche hanno spiegato che, sebbene sia teoricamente possibile una lieve riduzione della produzione di EDU II ([129]), è improbabile che tale cambiamento comporti variazioni significative dei prezzi dell'energia elettrica, dato il grado di interconnessione dei mercati dell'energia in Europa. Nello specifico, i paesi confinanti della Cechia con mercati dell'energia elettrica interconnessi sono Austria, Germania, Polonia e Slovacchia. La Cechia sostiene che il progetto avrebbe un impatto nullo o molto limitato sulla fissazione dei prezzi in Cechia tra il 2030 e il 2050. In effetti, si stima che il prezzo di mercato dell'energia elettrica per la regione interconnessa sia fissato sulla base dei prezzi dell'energia elettrica per l'energia generata al di fuori della Cechia (fino al 98 % delle ore da produttori stranieri). L'energia generata all'interno della Cechia sarebbe coperta da gas naturale e lignite, con un numero crescente di fonti energetiche rinnovabili. Tali tecnologie con sede in Cechia sarebbero in grado di determinare i prezzi solo per poche ore.

(263) Le autorità ceche sostengono inoltre che ČEZ subirebbe ripercussioni negative se la società veicolo dovesse ordinare a EDU II di ridurre la produzione — anche se per validi motivi, come il bilanciamento del sistema — in quanto tale riduzione determinerebbe una diminuzione dei flussi di cassa per ČEZ. In ogni caso, la Cechia afferma che le centrali nucleari, una volta operative, hanno bassi costi marginali di esercizio e non sono adeguatamente attrezzate per modulare in misura consistente i propri volumi di produzione.

(264) In quarto luogo, le autorità ceche hanno spiegato che la linea di condotta economicamente razionale sia per EDU II che per il gruppo ČEZ consiste nel mantenere la produzione della centrale nucleare sempre al livello massimo, in quanto EDU II realizzerà entrate solo per l'energia elettrica fornita ([130]). Le autorità ceche hanno citato la relazione Oxera, che recita: «[q]ualsiasi riduzione della produzione di EDU II comporterà perdite di flussi di cassa e potenziali problemi finanziari per EDU II, dato il basso margine di profitto nell'ambito del quale opera il progetto, con un prezzo dell'accordo per l'acquisto di energia elettrica attualmente proposto di 50/MWh» ([131]). Hanno inoltre spiegato che il margine operativo di EDU II è pari in media al [40-50] %, che scende al 6 % una volta inclusi il costo e il rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile. Con una riduzione del fattore di carico dal previsto [75-100] % a un livello inferiore al [70-90] % verrebbe meno la liquidità disponibile per il servizio del debito ed EDU II potrebbe non essere in grado di rimborsare l'aiuto finanziario rimborsabile. Una riduzione al di sotto del [40-60] % renderebbe i flussi di cassa insufficienti a coprire i costi di esercizio.

([129]) Il grado specifico di modulazione della centrale nucleare sarebbe determinato dalla tecnologia EPC che deve essere selezionata.
([130]) Le autorità ceche hanno spiegato che per EDU II non sarebbe d'altro canto logico dal punto di vista economico produrre al di sotto del limite inferiore (ossia l'84 %), che è l'importo al quale il flusso di cassa per i servizi di debito risulta insufficiente.
([131]) Cfr. relazione Oxera.

(265) Per quanto riguarda i dubbi espressi dalla Commissione nella decisione di avvio in merito alla potenziale manipolazione dei prezzi da parte di ČEZ, le autorità ceche hanno spiegato che la quota di mercato di ČEZ in Cechia e nei mercati limitrofi aumenterà solo marginalmente in conseguenza della capacità installata di generazione programmabile di EDU II e avrà un impatto limitato sul potere di mercato di ČEZ. Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che l'aumento della quota di mercato derivante dagli investimenti del progetto nell'energia nucleare sarà compensato da una diminuzione della quota di mercato dovuta al calo degli investimenti nelle centrali a carbone e alla prevista disattivazione delle centrali nucleari esistenti. In ogni caso, la Cechia sostiene che la società veicolo è specificamente concepita per prevenire eventuali distorsioni della concorrenza.

(266) La Cechia dissente inoltre quanto al fatto che il mercato rilevante comprenda solo la Cechia. Secondo la Cechia l'interconnettività tra i sistemi elettrici degli Stati membri è destinata ad aumentare, in conseguenza dell'attuazione in corso dei meccanismi di accoppiamento dei mercati e dell'obiettivo di decarbonizzare l'Europa con l'aiuto dell'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili ([132]). Si dovrebbero inoltre prendere in considerazione possibili revisioni future delle zone di offerta e la possibilità di fusioni di zone di offerta transfrontaliere. La Cechia conclude pertanto che il mercato rilevante è più ampio della Cechia, il che incide sulle quote di mercato di ČEZ come segue:

(267) In particolare, le autorità ceche sostengono che la capacità che sarà generata da EDU II non inciderà in modo significativo sul potere di mercato del gruppo ČEZ in Cechia ([133]). Segnatamente, esse stimano che la capacità di generazione programmabile di EDU II corrisponderà solo al 4 % del mercato ceco e a circa lo 0,8 % del mercato geografico rilevante per il progetto nel 2040 ([134]). Secondo la Cechia, la quota di mercato prevista del gruppo ČEZ si riduce significativamente tra il 2030 e il 2050 e, se EDU II diventerà operativa, la quota di mercato del gruppo aumenterebbe, rispettivamente in Cechia e nel mercato geografico rilevante, solo del 4,08 %/0,76 % (nel 2040) e del 6,97 %/0,76 % (nel 2050). Tale aumento della quota di mercato del gruppo basato sulla capacità di EDU II non dovrebbe avere un effetto sostanziale sul potere di mercato del gruppo in Cechia o sui mercati limitrofi.

Tabella 5

Quota di mercato di ČEZ in termini di capacità installata di generazione programmabile (2020-2050), scenario fattuale

Year	Market shares in Czech Republic	Increase in market shares in Czech Republic due to Dukovany II	Market shares in Czech Republic incl. import capacities	Market shares in Czech Republic and four neighbours incl. import capacities	Increase In market shares in Czech Republic and four neighbours due to Dukovany II
2020	80,20%	-	60,29%	6,50%	-
2030	70,37%	-	50,64%	5,89%	-
2035	70,82%	-	49,25%	5,67%	-
2040	71,43%	4,08%	45,06%	5,38%	0,76%
2045	70,40%	5,37%	42,92%	4,86%	0,77%
2050	44,17%	6,97%	28,40%	3,46%	0,77%

Note: Dispatchable capacity includes all thermal, nuclear, and pumped storage hydro plants. Data for 2020 were provided by ČEPS. Market shares 2030–50 is based on the Oxera model, which takes the ČEPS and TYNDP 2020 data as a basis. Projections taken from the Oxera model baseline (factual) scenario.

Source: Oxera report

([132]) Cfr. considerando 13 e nota a piè di pagina 6.

([133]) Al dicembre 2023-2022 il gruppo ČEZ possiede il 61 % degli impianti di produzione di energia elettrica della Cechia, il 35 % dei fornitori e il 53 % dell'estrazione di lignite. Cfr. gruppo ČEZ, *Clean Energy of Tomorrow, Investment Story*, dicembre 2023, https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/ospol/fileexport/investors/investment-stories2022.

([134]) Il mercato geografico rilevante per il progetto è costituito dalla Cechia e dai paesi confinanti con mercati dell'energia elettrica interconnessi (segnatamente, Austria, Germania, Polonia e Slovacchia).

Tabella 6

Stima della futura quota di mercato di ČEZ in termini di produzione di energia secondo la Cechia

Year	CEZ market shares in Czech Republic incl. net imports	Dukovany II market shares in Czech Republic incl. net imports	CEZ market shares in Czech Republic and four neighbours	Dukovany II market shares in Czech Republic and four neighbours
2019	70,48%	-	7,32%	-
2020	64,29%	-	6,94%	-
2030	73,02%	-	5,29%	-
2035	71,24%	-	4,92%	-
2040	45,15%	12,83%	2,89%	0,82%
2045	42,61%	12,40%	2,76%	0,80%
2050	18,98%	10,27%	1,40%	0,76%

Note: Projections taken from the Oxera model baseline (factual) scenario.

Source: ČEPS, ENTSO–E Transparency platform, CEZ, APG, SMARD Strommarktdaten, Oxera model.

(268) Le autorità ceche hanno inoltre sostenuto che il principale obiettivo strategico del gruppo ČEZ era la gestione efficiente delle centrali nucleari nonché dell'estrazione di lignite e delle centrali a carbone. Gli impianti a carbone (che nel 2019 rappresentavano il 45 % della capacità installata in GW e il 39 % del totale dell'energia elettrica prodotta in TWh) sono destinati ad essere gradualmente eliminati in linea con le prescrizioni in materia di decarbonizzazione dell'UE. ČEZ si è impegnato a conseguire la neutralità carbonica entro il 2050 e ha previsto di ridurre la capacità a carbone di quasi la metà, portandola a 3 GW entro il 2025 e a 2 GW entro il 2030. In Cechia il carbone rappresenta attualmente circa la metà della produzione di energia elettrica e sarà parzialmente sostituito dall'energia nucleare e, in misura minore, da fonti energetiche rinnovabili ([135]).

Tabella 7

Quota dei singoli combustibili nella produzione lorda di energia elettrica in Cechia

	2016	2040 target level according to the State Energy Policy
Coal and other solid non-renewable fuels	50%	11-21%
Nuclear energy	29%	46-58%
Natural gas	8%	5-15%
Renewable and secondary energy sources	13%	18-25%
Total	100%	100%

Source: Czech Republic (2019), 'National Energy and Climate Plan of the Czech Republic', November.

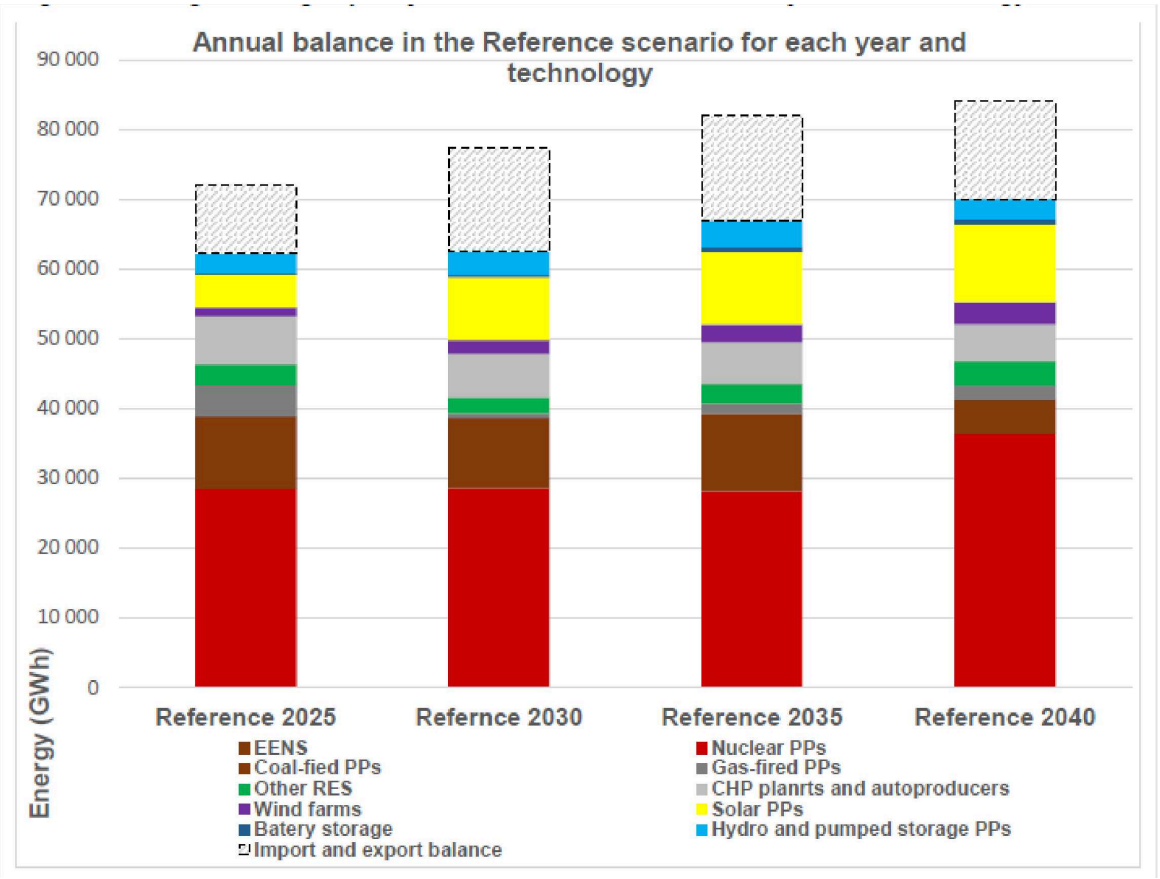
([135]) Le autorità ceche hanno spiegato che, sebbene la Cechia stia perseguendo la diffusione delle energie rinnovabili, le possibilità del paese di espandere la produzione di energia da fonti rinnovabili su scala più ampia sono limitate, a causa delle sue caratteristiche geografiche, geologiche e climatiche, cui si aggiunge il costo elevato delle tecnologie disponibili.

(269) In conseguenza degli obiettivi di riduzione delle emissioni, in Cechia numerosi impianti di produzione a carbone saranno chiusi e per colmare le carenze saranno necessari nuovi investimenti in capacità di produzione di energia nucleare, di fonti energetiche rinnovabili e di gas naturale ([136]). Si prevede che la produzione di energia elettrica da carbon fossile e lignite sarà completamente eliminata nel 2037, con una riduzione della capacità di circa 6,5 GW ([137]).

(270) Le autorità ceche hanno spiegato che EDU II svolge un ruolo significativo nel conseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni del governo ceco, contribuendo nel contempo alla necessaria sicurezza dell'approvvigionamento in Cechia. Le nuove unità nucleari sono destinate a sostituire una parte dell'attuale capacità di produzione di energia elettrica dalla lignite e dal carbon fossile, ed anche le unità nucleari che saranno dismesse nel sito di Dukovany nel periodo compreso tra il 2045 e il 2047 ([138]). La Cechia sostiene inoltre che il progetto non sostituirebbe l'investimento nella produzione di energia eolica onshore. Tra il 2030 e il 2050, sia nello scenario con il progetto che in quello senza progetto, sarebbe installata la stessa quantità di produzione di energia eolica, anche se, in caso di realizzazione del progetto, la sua sarebbe leggermente ritardata.

Figura 4

Capacità di generazione netta nello scenario di riferimento per ogni anno e tecnologia



Fonte: autorità ceche.

([136]) Nell'ambito di un recente piano di eliminazione graduale delle centrali elettriche più inquinanti, tutte le capacità di produzione di energia elettrica da lignite e carbon fossile, ad eccezione probabilmente di alcuni impianti di cogenerazione di energia elettrica ed energia termica, dovrebbero chiudere entro il 2038. Cfr. Commissione ceca per il carbone, 2020, *Minutes of the 7th meeting of the Coal Commission*, 4 dicembre 2020, pagg. 6-7, disponibile all'indirizzo: https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/ministerstvo/kalendar-akci-vse/2021/2/Zapis-z-jednani-UK-_4-12-2020_.pdf.

([137]) Sulla base dei dati forniti da ČEPS.

([138]) Secondo i dati ČEPS, le quattro unità nucleari esistenti a Dukovany (ciascuna con una capacità di circa 510 MW) dovrebbero essere disattivate come segue: un'unità alla fine del 2045, una alla fine del 2046 e due unità alla fine del 2047.

(271) In sesto luogo, la Cechia sostiene che, in ragione dell'obbligo contrattuale di ČEZ di vendere l'intera produzione di EDU II alla società veicolo, e degli impegni assunti dalla Cechia riguardo agli scambi di energia elettrica prodotta dalla centrale nucleare durante il suo ciclo di vita (cfr. sezione 3.6.4), l'eventuale incremento della capacità di produzione di energia elettrica comportato da tale investimento non dovrebbe tradursi in un aumento dell'energia elettrica disponibile da vendere ai clienti di ČEZ.

(272) La Cechia sostiene infine che la «cardinalità» ([139]) di ČEZ in base all'indicatore *Residual Supply Index* («RSI»), che è un indice spesso utilizzato per valutare la capacità di un produttore di energia elettrica di agire in modo indipendente dai suoi concorrenti, diminuirebbe significativamente in futuro.

Figura 5

La «cardinalità» di ČEZ misurata mediante l'RSI secondo la Cechia

Figure 6.10 Share of hours in which CEZ' RSI is below 1, factual and counterfactual scenarios (2030–50)



Note: Projections taken from the Oxera model baseline (factual and counterfactual) scenarios.

Source: Oxera model based on TYNDP 2020 and ČEPS data.

4.4.2. *Ruolo della società veicolo sul mercato*

(273) Per quanto riguarda il ruolo della società veicolo sul mercato, le autorità ceche hanno sostenuto che l'accordo commerciale relativo alla società veicolo è stato deliberatamente lasciato aperto e flessibile in modo da essere concepito in maniera idonea a prevenire eventuali distorsioni del mercato.

(274) La Cechia ha spiegato che la società veicolo sarà completamente indipendente da EDU II e dal gruppo ČEZ e avrà una struttura di governance e di gestione distinta. Tratterà con EDU II (e, se del caso, con ČEZ) alle normali condizioni di mercato. Le autorità ceche hanno affermato che tale struttura di governance separa il processo decisionale relativo alla strategia commerciale, che spetta alla società veicolo e incide sulla concorrenza e sugli scambi nei mercati dell'energia elettrica, dallo sviluppo e dal funzionamento della centrale nucleare, di cui è responsabile EDU II.

(275) Le autorità ceche hanno inoltre sottolineato una differenza tra l'approccio che prevede la società veicolo proposto dal progetto e le misure adottate in altri casi relativi al nucleare per quanto riguarda la struttura commerciale e i meccanismi di prelievo della centrale nucleare. Le autorità ceche hanno spiegato che la novità dell'approccio che prevede la società veicolo rispetto agli altri casi risiede nella creazione di un soggetto distinto indipendente dal gestore della centrale nucleare. EDU II sarà il proprietario e gestirà la centrale nucleare, produrrà energia elettrica e

([139]) L'analisi della «cardinalità» considera se le centrali elettriche di proprietà di una determinata impresa siano necessarie per soddisfare la domanda in un determinato periodo, vale a dire se sia necessario almeno un megawatt della loro produzione. In tal caso, l'impresa potrebbe trarre vantaggio da questo potere di mercato. La «cardinalità» prende in considerazione solo la possibilità di un potere di mercato nel mercato nel suo complesso e non la possibilità che il potere di mercato si presenti in situazioni specifiche, ad esempio in presenza di vincoli di trasmissione.

sarà titolare soltanto di una licenza per la produzione di energia elettrica. La capacità generata da EDU II sarà interamente acquistata dalla società veicolo, che sarà titolare di una licenza per lo scambio commerciale di energia elettrica. La società veicolo venderà la produzione di EDU II sul mercato all'ingrosso e sarà anche responsabile del bilanciamento nei confronti di OTE in qualità di rivenditore di energia elettrica. Di conseguenza, EDU II non negozierà con altri operatori di mercato (oltre alla società veicolo) e non sarà esposta alle condizioni di mercato. Le autorità ceche hanno sottolineato che l'obiettivo di tale struttura è quello di limitare il rischio di potenziali distorsioni del mercato derivanti dal potere di mercato.

Tabella 8

Confronto della struttura commerciale di EDU II (nella tabella in appresso «Dukovany II»), di HPC e di Paks II

	Owner/operator of assets	Trading entity	Price mechanism for the offtake of generated electricity
Dukovany II	State support **recipient** (EDUII)	The Supply SPV, wholly owned by the State [**Counterparty** to some of the state support]	Power Purchase Agreement *(pre-determined PPA price for the full generation volume)*
Hinkley Point C	State aid **recipient** (the NPP)		Contracts for Difference *(market price topped up or reduced to match the pre-determined Strike Price)*
Paks II	State aid **recipient** (the power plant)		Market price *(with the condition that at least 30% of the generation must be sold on the open market and bilateral contracts must be limited to less than 70% of the output)*

Fonte: autorità ceche.

(276) Le autorità ceche hanno altresì spiegato che la società veicolo dovrebbe istituire una propria unità interna per le attività di negoziazione, ma se lo ritiene più opportuno ed efficace sotto il profilo dei costi, potrebbe prendere in considerazione la possibilità di indire una gara d'appalto per esternalizzare la funzione di negoziazione in futuro.

(277) Le autorità ceche hanno inoltre rilevato che la società veicolo adotterà una strategia commerciale volta a ridurre al minimo il rischio seguendo un approccio inteso ad evitare qualsiasi impatto negativo sul mercato. In particolare, si prevede che il modello commerciale previsto incoraggerà la massimizzazione dei proventi per lo Stato ceco generati dalle vendite di energia elettrica da parte della società veicolo, contribuendo di conseguenza a ridurre al minimo l'importo dell'aiuto erogato in favore del progetto. Per quanto riguarda la sua strategia commerciale, la società veicolo opererà principalmente nel mercato all'ingrosso ceco dell'energia elettrica, tenendo però conto dell'elevato grado di interconnessione all'interno della regione e dell'accoppiamento dei mercati del giorno prima con i paesi confinanti. Poiché in futuro si prevede una crescita dei mercati e un aumento dei livelli di liquidità, soprattutto considerando il fatto che nel giugno 2021 è stato completato l'accoppiamento dei mercati del giorno prima tra la regione comprendente Germania, Polonia e Austria e la regione comprendente Cechia, Ungheria, Slovacchia e Romania, la strategia commerciale sarà sottoposta a una valutazione periodica per allinearla alle condizioni di mercato aggiornate. L'adozione della strategia commerciale definitiva, basata su un approccio trasparente e volto a ridurre al minimo i rischi, è prevista dopo il 2030.

(278) Nel corso dell'indagine formale, la Cechia ha deciso di assumersi impegni in relazione allo scambio di energia nucleare (come descritto ai considerando da 112 a 119).

5. **OSSERVAZIONI DI TERZI**

(279) Durante la consultazione sulla decisione di avvio, che è durata fino al 5 settembre, la Commissione ha ricevuto osservazioni da 18 rispondenti. Va osservato che la maggior parte delle osservazioni di terzi (ossia 12 su 18) erano favorevoli al progetto. Si riporta di seguito una descrizione delle osservazioni pertinenti per la valutazione degli aiuti di Stato.

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

(281) Le osservazioni di terzi saranno descritte raggruppandole per argomento.

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

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

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

5.2.1. *Osservazioni in merito all'adeguatezza della misura*

(283) Due parti terze ribadiscono di condividere le preoccupazioni espresse dalla Commissione nella decisione di avvio in relazione all'adeguatezza della misura.

(284) Un rispondente ha inoltre affermato che non è ancora possibile stimare gli attuali sviluppi nel mercato europeo dell'energia elettrica e i loro effetti futuri. Di conseguenza, sarebbe molto difficile effettuare una valutazione concreta dell'adeguatezza della misura.

(285) Allo stesso tempo, molti rispondenti hanno affermato di non condividere le preoccupazioni della Commissione in merito all'adeguatezza della misura. A loro avviso, la misura proposta è adeguata in quanto consiste in una combinazione di strumenti adeguata al conseguimento degli obiettivi previsti dal progetto, garantendo nel contempo che non esistano interventi o strumenti meno distorsivi in grado di conseguire gli stessi risultati. Alcune parti hanno inoltre sostenuto che gli elementi costitutivi della misura (ossia l'accordo di *off-take*, il prestito e la protezione contro le modifiche del meccanismo giuridico) sono inscindibili e indispensabili per ovviare ai fallimenti del mercato riguardanti il progetto.

(286) Alcuni rispondenti hanno inoltre osservato che nella decisione finale della Commissione nel caso Hinkley Point C è stata approvata una combinazione simile di misure (ossia un contratto per differenza, una garanzia statale e un meccanismo di protezione contro decisioni politiche potenzialmente dannose) e che il rischio sostenuto dal promotore era simile.

5.2.2. *Osservazioni in merito alla proporzionalità della misura*

(287) Due rispondenti ribadiscono di condividere le preoccupazioni espresse dalla Commissione nella decisione di avvio in merito alla proporzionalità della misura.

(288) Un rispondente ha inoltre affermato che non è ancora possibile stimare gli attuali sviluppi nel mercato europeo dei prezzi dell'energia elettrica e i loro effetti futuri. Di conseguenza, sarebbe molto difficile effettuare una valutazione concreta della proporzionalità della misura.

(289) Per contro, numerosi terzi hanno risposto di non condividere le preoccupazioni della Commissione in merito alla proporzionalità della misura. A loro avviso, la misura proposta è proporzionata.

(290) Diversi rispondenti hanno sostenuto che le ipotesi utilizzate per stimare il RoE del progetto riflettono correttamente l'esposizione al rischio di ČEZ e il rischio sostenuto dal beneficiario.

(291) La Commissione ha inoltre ricevuto alcune osservazioni secondo cui la proposta revisione periodica del prezzo di esercizio del contratto di acquisto sulla base di valutazioni di mercato funge da stabilizzatore automatico sufficiente per evitare una sovracompensazione e dovrebbe fornire incentivi finanziari sufficienti per indurre sia EDU II che la società veicolo a massimizzare la produzione e concludere accordi redditizi per lo scambio di energia.

(292) Un terzo ha osservato che la durata proposta del contratto di acquisto (ossia 60 anni a copertura del periodo di funzionamento dell'impianto (ai sensi della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio, 30 anni, con la possibilità di più proroghe decennali) con una nuova valutazione della proporzionalità del prezzo di esercizio regolamentato dal ministero del Commercio e dell'industria della Cechia) è determinata in modo da riflettere le particolari condizioni tecniche, regolamentari e di finanziamento.

5.2.3. *Osservazioni in merito alla necessità di un intervento statale*

(293) Un rispondente ha osservato che l'approvvigionamento energetico potrebbe essere garantito anche da tecnologie meno costose e ha sostenuto che le sovvenzioni nel settore nucleare rallenterebbero i progressi riguardanti altre tecnologie più economiche, più veloci e più rispettose del clima. Ha proseguito affermando che la produzione di energia elettrica da centrali nucleari non dovrebbe essere sovvenzionata in quanto si tratta di una tecnologia matura e non redditizia.

(294) La Commissione ha ricevuto un'osservazione in cui si sottolinea che l'intervento statale per la produzione di energia elettrica da centrali nucleari non è giustificato alla luce dei recenti sviluppi del mercato. In particolare, il rispondente ha sostenuto che i prezzi dell'energia elettrica, saliti in conseguenza delle recenti turbolenze del mercato, rimarranno a livelli elevati nei prossimi decenni e che, di conseguenza, l'importo dell'aiuto per la misura non risponderà a uno dei suoi obiettivi, vale a dire quello di garantire prezzi dell'energia elettrica inferiori sul mercato.

(295) In una delle osservazioni si rilevava che la Cechia potrebbe investire nello sviluppo di fonti energetiche rinnovabili, producendo 5,3 TWh di energia elettrica da nuovi impianti eolici e 4,9 TWh da nuovi impianti fotovoltaici entro il 2030, invece di promuovere lo sviluppo della centrale nucleare di Dukovany. Si affermava inoltre che il sostegno statale allo sviluppo dell'energia eolica e solare sarebbe molto inferiore rispetto all'energia nucleare.

(296) In contrasto con tali osservazioni, diversi terzi hanno affermato che, affinché la misura consegua i suoi obiettivi, è necessario l'intervento dello Stato.

(297) Alcuni rispondenti hanno osservato che, in assenza del coinvolgimento dello Stato, nell'attuale mercato europeo dell'energia elettrica non sarebbe possibile realizzare un progetto per una nuova centrale nucleare. Hanno inoltre affermato che i fallimenti che caratterizzano il mercato (esposizione all'ingente fabbisogno di capitale, alla volatilità dei prezzi di mercato a lungo termine e a rischi di natura giuridica, politica e normativa) e l'elevato grado di incertezza connesso ai progetti nucleari scoraggiano gli investitori privati, e che per garantire gli investimenti in centrali nucleari a basse emissioni di carbonio è indispensabile l'intervento statale.

(298) Inoltre alcuni terzi hanno sottolineato che la recente volatilità dei mercati dell'energia dimostra la necessità che i regimi di sostegno agli aiuti di Stato compensino le distorsioni del mercato. I rispondenti hanno inoltre affermato che le condizioni di mercato non incentivano lo sviluppo di progetti di infrastrutture energetiche su larga scala.

(299) Un rispondente ha sostenuto che i nuovi progetti nel settore nucleare devono essere analizzati dalla nuova prospettiva della sicurezza dell'approvvigionamento e considerati prioritari, in quanto possono ridurre la dipendenza dalle importazioni russe. Ha inoltre osservato che la recente inclusione dell'energia nucleare nella tassonomia dell'UE per la finanza sostenibile rappresenta un passo fondamentale per spianare la strada all'ulteriore sviluppo dell'energia nucleare.

5.2.4. *Osservazioni pervenute in merito alla selezione di ČEZ*

(300) Alcune parti terze affermano esplicitamente di non condividere le preoccupazioni della Commissione in merito alla scelta di ČEZ senza una gara di appalto o una consultazione. Per motivi sia di sicurezza dello Stato che di sicurezza energetica, come pure per altri motivi (quali le competenze, il know-how e l'efficienza dell'operatore storico), tali parti ritengono pienamente giustificato affidare a un'impresa energetica statale l'incarico di realizzare un compito complesso come la costruzione e la gestione di una nuova centrale nucleare, osservando che ciò è in linea con la più diffusa prassi internazionale.

(301) Non è stata espressa preoccupazione circa la scelta di ČEZ come promotore del progetto né da concorrenti né da terzi.

5.2.5. *Osservazioni pervenute in merito alle potenziali distorsioni indebite della concorrenza e degli scambi fra gli Stati membri*

(302) Nelle sue osservazioni, un rispondente ribadisce di condividere le preoccupazioni espresse dalla Commissione nella decisione di avvio in relazione a possibili distorsioni della concorrenza sul mercato. Ritiene inoltre che la produzione di energia elettrica a partire dalla tecnologia nucleare sia oggetto di sovvenzioni eccessive e, di conseguenza, non competitiva e sostiene che eventuali sovvenzioni comporterebbero significative distorsioni della concorrenza sul mercato.

(303) Per contro, diversi terzi hanno osservato che il rischio che la misura falsi o minacci di falsare la concorrenza sul mercato è limitato.

(304) Alcuni rispondenti hanno osservato che l'architettura che prevede la società veicolo può avere un impatto limitato sul mercato, in quanto ČEZ e EDU II sono due soggetti economici distinti che saranno completamente indipendenti l'uno dall'altro. È stato inoltre affermato che sussisterebbe un margine limitato di manipolazione del mercato.

(305) Un rispondente ha sottolineato che ČEZ dispone di un consistente parco di centrali a carbone di cui è prevista la chiusura negli anni 2030, mentre la disattivazione delle quattro unità in funzione nel sito di Dukovany è programmata tra il 2045 e il 2047. Su tale base, ha affermato che le quote di mercato di ČEZ nella produzione di energia elettrica non aumenteranno in modo significativo.

(306) Una parte ha inoltre osservato che il rischio di manipolazione di mercato, ossia il rischio che, nel caso in cui i prezzi di mercato siano superiori al prezzo di acquisto del contratto di acquisto, il gruppo ČEZ possa avere un incentivo economico a ridurre la produzione di EDU II cosicché altre unità vendano più energia a prezzi di mercato più elevati, appare ridotto. Ciò è dovuto al fatto che EDU II sarà collegata con un fattore di carico elevato (90 %) e che è economicamente incentivata a fornire al mercato tutti i propri volumi disponibili per essere certa di riscuotere la propria compensazione e di potere rimborsare il proprio debito. A ciò si aggiunge la separazione operata tra il gruppo ČEZ ed EDU II. Oltretutto le condotte di manipolazione del mercato sono vietate dal regolamento REMIT.

(307) Un altro terzo ha affermato che la centrale nucleare di Dukovany mira a generare nuova capacità e a colmare una carenza di produzione di energia elettrica prevista per il periodo 2030-2040, aggiungendo che ne deriveranno effetti positivi sulla sicurezza e sulla diversificazione dell'approvvigionamento per i paesi confinanti. Di conseguenza, esso afferma che tali effetti positivi della misura sono superiori ai suoi eventuali effetti negativi.

(308) Infine, secondo un terzo, ogni presunto impatto sulla concorrenza dovrebbe essere valutato tenendo conto della mancanza di una reale parità di condizioni nel settore dell'energia, in quanto è estremamente raro che nuova capacità di generazione sia sviluppata esclusivamente sulla base del mercato. Tale parte ha affermato che, ad esempio, le fonti energetiche rinnovabili beneficiano non solo di regimi di sostegno diretto, ma anche di una serie di misure introdotte dal Green Deal dell'UE e dai pacchetti REPowerEU.

5.2.6. *Osservazioni in merito a una violazione del diritto dell'UE*

(309) Una parte ha obiettato che l'uso dell'energia nucleare per la produzione di energia elettrica viola il principio «chi inquina paga» e il principio di precauzione sancito dall'articolo 191 TFUE.

(310) Due rispondenti hanno inoltre osservato che il principio «chi inquina paga» non è garantito dal progetto, in quanto la misura non tiene conto della gestione del combustibile nucleare esaurito, il che solleva dubbi in merito alla disponibilità di risorse al termine del ciclo di vita utile stimato della centrale nucleare a fronte del costo stimato della gestione dei rifiuti radioattivi e della disattivazione. Inoltre secondo i rispondenti, a meno che il sistema attualmente applicato di tariffe versate al fondo nazionale atomico non subisca modifiche sostanziali, tali fondi non saranno disponibili, non rispettando quindi il principio «chi inquina paga».

(311) La Commissione ha ricevuto osservazioni da un altro rispondente che ha affermato che dalle dichiarazioni pubbliche dei funzionari cechi trapela l'intenzione di modificare o rinviare le condizioni della tassonomia relative all'operatività di un deposito di profondità di rifiuti radioattivi ad alta attività entro il 2050.

(312) Per contro, alcuni rispondenti hanno affermato che la misura non viola il diritto dell'UE.

5.2.7. *Osservazioni pervenute in merito alla sicurezza dell'approvvigionamento*

(313) Due rispondenti hanno osservato che l'energia nucleare non può offrire alcun vantaggio rispetto ad altre fonti energetiche dal punto di vista della sicurezza dell'approvvigionamento, rilevando che la disponibilità di uranio e torio è limitata e che l'UE è molto dipendente dalle importazioni.

(314) Un terzo ha per contro affermato che l'energia nucleare è scarsamente dipendente dalle importazioni, osservando che le materie prime rappresentano al massimo il 10 % del costo di produzione e rilevando inoltre che il mercato internazionale dell'uranio è ben regolamentato e stabile.

(315) Alla Commissione sono pervenute inoltre molte argomentazioni a sostegno della misura in considerazione delle preoccupazioni riguardanti la sicurezza dell'approvvigionamento, la decarbonizzazione, l'accessibilità economica dell'energia e gli sviluppi del mercato legati all'invasione russa dell'Ucraina. In particolare, i rispondenti hanno osservato che i reattori nucleari sono la tecnologia più adatta per garantire il percorso verso la neutralità carbonica, mantenendo nel contempo la sicurezza dell'approvvigionamento dell'UE. Hanno inoltre sottolineato che l'energia nucleare è anche un mezzo di produzione di energia elettrica stabile e controllabile, che consente una gestione affidabile della rete elettrica e contribuisce a un'elevata sicurezza dell'approvvigionamento.

(316) Diverse osservazioni hanno fatto riferimento allo sviluppo di progetti nucleari in tutta l'UE al fine di conseguire gli obiettivi dell'UE in materia di cambiamenti climatici e di garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia stabile, affidabile, sostenibile, a basse emissioni di carbonio e competitiva.

(317) Molte osservazioni hanno fatto riferimento al contesto geopolitico (comprese le interruzioni dell'approvvigionamento di petrolio e gas e la volatilità dei prezzi) e all'importanza della sicurezza dell'approvvigionamento per ridurre ulteriormente la dipendenza energetica dell'UE dalla Russia. Un terzo ha inoltre osservato che l'aggressione russa nei confronti dell'Ucraina evidenzia la necessità dell'energia nucleare per diventare indipendenti dalle forniture di combustibile dalla Russia.

5.2.8. *Altre osservazioni formulate da terzi*

(318) Alla Commissione sono pervenute osservazioni in merito agli aspetti riguardanti la sicurezza. Alcuni partecipanti si sono dichiarati preoccupati per la gestione sicura e sostenibile dei rifiuti radioattivi ad alta attività in generale, facendo anche riferimento al potenziale di pericolo delle centrali nucleari nei conflitti armati, nonché ai rischi posti dagli incidenti nucleari gravi. In alcune osservazioni si afferma che l'attuale situazione in Ucraina dimostra i rischi aggiuntivi che le centrali nucleari comportano in termini di sicurezza.

(319) Alcuni rispondenti hanno inoltre sottolineato che, a causa dell'elevata domanda di acqua di raffreddamento, le centrali nucleari sono molto sensibili all'aumento delle temperature. Hanno inoltre sostenuto che la portata del fiume Jihlava è insufficiente a garantire con certezza la fornitura di acqua di raffreddamento ai nuovi blocchi della centrale elettrica di Dukovany, osservando che tale aspetto era già stato evidenziato durante la pianificazione del programma nucleare cecoslovacco e aveva portato a una limitazione della potenza delle unità installate nel sito. Alla luce dei cambiamenti climatici, alcune terze parti prevedono che il funzionamento delle nuove centrali nucleari non sarà stabile come previsto e che il loro utilizzo non raggiungerà i livelli previsti.

(320) Alcune osservazioni esprimono preoccupazioni per l'approvvigionamento idrico della nuova centrale nucleare e in particolare per il suo impatto sul fiume Jihlava e indicano inoltre che attualmente manca un piano di gestione dell'uso e della protezione delle acque.

(321) Due parti temono che il progetto non sarà completato nei tempi previsti, in quanto i tre potenziali fornitori di tecnologie potrebbero non essere preparati da un punto di vista tecnico per operare in Europa, il che potrebbe comportare ritardi. I rispondenti ritengono che ciò potrebbe avere conseguenze economiche e ripercussioni sull'ambiente e sulla protezione del clima. È sollevata inoltre la questione dell'aumento dei costi, che è comune ai progetti di nuova costruzione nucleare.

(322) Un rispondente ha criticato la mancanza di trasparenza nella preparazione del progetto relativo al nuovo reattore, citando la sezione ceca di Transparency International che ha messo in discussione la trasparenza del progetto ([140]). In particolare, il terzo afferma che il ministero ceco del Commercio e dell'industria si è rifiutato di divulgare taluni documenti relativi all'analisi del progetto dei modelli di investitori e alle procedure per la preparazione e l'attuazione del progetto a seguito di una richiesta di accesso ai documenti presentata dalla parte.

(323) Un rispondente afferma che la responsabilità limitata del gestore della centrale nucleare non è sufficiente a coprire i possibili danni derivanti da un incidente nucleare, menzionando il rifiuto della Repubblica ceca di aderire al protocollo addizionale alla convenzione di Vienna del 1997 sulla responsabilità civile in materia di danni nucleari, che richiede un livello minimo di responsabilità per danni pari a 300 milioni di DSP (diritti speciali di prelievo). Il rispondente afferma inoltre che saranno necessari aiuti di Stato supplementari per i costi di costruzione, trasmissione e protezione speciale del sito da parte della polizia.

(324) Secondo diverse osservazioni presentate, il progetto contribuirebbe agli obiettivi a livello europeo di conseguimento degli obiettivi energetici e contribuirebbe al Green Deal.

(325) Diversi terzi hanno inoltre richiamato l'attenzione sui benefici sociali ed economici dell'energia nucleare, rilevando in particolare la creazione di posti di lavoro e l'importante contributo del nucleare alle economie degli Stati membri dell'UE. In particolare, a livello dell'UE, secondo un'analisi di Deloitte del 2019, l'industria nucleare sostiene oltre 1,1 milioni di posti di lavoro diretti e indiretti e genera oltre mezzo miliardo di euro di PIL ([141]).

6. **OSSERVAZIONI DI ČEZ**

(326) ČEZ ha presentato le sue osservazioni il 5 settembre 2022. Nelle sue osservazioni ČEZ fornisce elementi di prova e analisi a sostegno della sua argomentazione secondo cui alcuni dei dubbi sollevati dalla Commissione nella sua decisione di avvio non sarebbero fondati.

(327) Le principali argomentazioni di ČEZ sono illustrate più dettagliatamente di seguito.

6.1. **Posizione di ČEZ sull'adeguatezza dell'aiuto**

(328) Nelle sue osservazioni ČEZ ha affermato che le misure proposte forniscono un sostegno adeguato e mirato per ovviare ai principali fallimenti del mercato riconosciuti dalla Commissione (vale a dire l'ingente fabbisogno di capitale, la persistenza dell'esposizione ai segnali di prezzo del mercato e la persistenza dell'esposizione alle decisioni politiche); pertanto le tre misure dovrebbero essere considerate come un unico pacchetto di sostegno interconnesso. In particolare, ČEZ sostiene che il pacchetto di sostegno statale proposto (ossia il contratto di acquisto, l'aiuto finanziario rimborsabile e il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica) è adeguato nella sua interezza poiché, in caso di eliminazione di una delle misure, i rischi sottostanti non sarebbero attenuati. In uno scenario del genere, la fattibilità del progetto sarebbe compromessa.

(329) ČEZ ha inoltre affermato che in passato la Commissione ha approvato pacchetti di sostegno analoghi (come ad esempio a Hinkley Point C).

(330) ČEZ ha infine spiegato che le misure proposte sono adeguate per attenuare il rischio di un potenziale fallimento del progetto e i relativi costi pubblici.

6.2. **Posizione di ČEZ su taluni elementi della proporzionalità dell'aiuto**

6.2.1. *Rischio di sovracompensazione*

(331) In risposta ai dubbi della Commissione in merito al rischio di sovracompensazione, ČEZ ha sostenuto che le misure proposte comprendono un adeguato meccanismo di controllo della sovracompensazione che consente l'ottenimento del RoE basato sul mercato, che sia proporzionato al rischio del progetto. Secondo ČEZ, i meccanismi proposti non intendono impedire del tutto la sovracompensazione, in quanto ČEZ si troverebbe ad affrontare rischi significativi associati al progetto.

([140]) https://www.transparency.cz/kauzy/netransparentni-projekt-dostavby-jaderne-elektrarny-dukovany/.
([141]) https://www.nuclearеurope.eu/press-release/investing-in-low-carbon-nuclear-generates-jobs-and-economic-growth-in-europe/.

(332) Secondo ČEZ, la presenza di misure supplementari per eliminare ulteriori possibili rialzi superiori a quanto previsto dal meccanismo di condivisione degli utili inciderà sull'equilibrio tra possibilità di aumento e di diminuzione. Potenziali premi aggiuntivi per il rischio avrebbero un impatto al rialzo sul RoE facendo aumentare il prezzo del contratto di acquisto e quindi il costo per il sostegno statale.

(333) ČEZ ha inoltre sostenuto che la sovracompensazione sarebbe gestita attraverso il meccanismo di condivisione degli utili durante la fase operativa di EDU II. Il meccanismo di condivisione degli utili proposto si basa sul meccanismo approvato in precedenza nel caso di Hinkley Point C, ma è più rigoroso e prevede una condivisione maggiore a fronte di un rendimento del capitale proprio inferiore. Il meccanismo di condivisione degli utili è concepito per rilevare il migliore rendimento del capitale proprio realizzato tracciando i dati effettivi del progetto riguardanti EDU II e il TIR del capitale proprio. Questo meccanismo misura la performance del progetto per tutta la sua durata e garantisce che siano prese in considerazione tutte le prestazioni migliori.

6.2.2. *Stima del RoE*

(334) ČEZ ha fornito un'analisi dei rischi comparativi e dei rendimenti adeguati di EDU II rispetto ad altri progetti di infrastrutture energetiche (in particolare Hinkley Point C, Paks II, progetti di centrali elettriche indipendenti convenzionali ed eolico offshore). Dall'analisi è emerso che l'intervallo del RoE adeguato per EDU II sarebbe compreso tra i valori [...] %. Senza contare il fatto che l'esatta determinazione del RoE dipenderebbe da un ulteriore chiarimento dei parametri del progetto, della ripartizione dei rischi e delle caratteristiche principali del coinvolgimento dello Stato.

(335) In particolare, una stima del RoE più vicina al limite superiore dell'intervallo di cui sopra sarebbe coerente con uno scenario in cui a EDU II sia assegnato un rischio elevato sproporzionato e vi sia un rischio elevato di abbandono del progetto. Per contro, una stima del RoE più vicina al limite inferiore dell'intervallo di cui sopra rifletterebbe uno scenario in cui il rischio sia ripartito in modo proporzionale ed EDU II sia maggiormente tutelato rispetto a scenari al ribasso e vi sia un rischio ridotto di abbandono del progetto.

6.3. **Posizione di ČEZ in merito alla propria selezione come promotore del progetto**

(336) Nelle sue osservazioni sulla decisione di avvio, ČEZ ha precisato di avere acquisito nella Repubblica ceca una lunga esperienza, capacità e conoscenze per quanto riguarda la progettazione, lo sviluppo, la costruzione e il funzionamento delle centrali nucleari. Nello specifico, il gruppo ČEZ ha sviluppato e costruito le due centrali nucleari del paese, le centrali nucleari di Temelín e di Dukovany, e sta inoltre realizzando una nuova centrale nucleare in Slovacchia.

(337) Inoltre ČEZ ha una vasta esperienza nella collaborazione con l'autorità nucleare ceca e possiede una conoscenza approfondita dei requisiti normativi per le centrali nucleari. In quanto proprietario e gestore di impianti di produzione di energia elettrica nucleare nel paese, ČEZ ha un'ottima conoscenza del quadro legislativo vigente e dei requisiti in materia di licenze/autorizzazioni nella Repubblica ceca.

(338) ČEZ è membro attivo di organizzazioni internazionali quali WANO, EUR, EPRI, WNA e NUGENIA. La società segue norme e processi stabiliti e riconosciuti dalle autorità di regolamentazione di tutto il mondo per la promozione di un continuo miglioramento, della sicurezza e delle conoscenze più avanzate nel funzionamento degli impianti nucleari.

(339) Infine ČEZ ha affermato che, in quanto proprietario storico del sito e promotore, può garantire la puntuale realizzazione del progetto in modo efficace sotto il profilo dei costi. In particolare, secondo le stime di ČEZ, le sue attività preliminari e autorizzative sul sito (compresi studi di fattibilità, acquisizione di terreni, ecc.) hanno accelerato i tempi del progetto di almeno 10-12 anni e ne hanno potenzialmente ridotto i costi di un importo stimato di [200-700] milioni di EUR rispetto a una centrale nucleare completamente nuova gestita da un altro operatore.

7. **RISPOSTA DELLA REPUBBLICA CECA ALLE OSSERVAZIONI DI TERZI**

(340) Le autorità ceche hanno risposto alle osservazioni presentate da terzi il 21 ottobre 2022.

(341) Nel complesso, la Cechia ha riscontrato che la maggior parte delle osservazioni sono state positive e per la stragrande maggioranza favorevoli al progetto. La Cechia ha inoltre spiegato che la maggior parte delle questioni sollevate era già stata affrontata nelle sue precedenti osservazioni. Le argomentazioni principali addotte dalla Cechia in risposta alle questioni fondamentali sollevate dai terzi saranno illustrate di seguito. Saranno evidenziate solo le risposte alle osservazioni direttamente pertinenti per la valutazione degli aiuti di Stato.

(342) In risposta alle osservazioni sull'adeguatezza e sulla proporzionalità dell'aiuto, la Cechia ha fatto riferimento alle sue precedenti osservazioni e ha affermato che il sostegno statale è stato concepito con l'obiettivo di ridurre il più possibile l'importo dell'aiuto, garantendo nel contempo la fattibilità del progetto.

(343) Le autorità ceche hanno inoltre dichiarato di essere pronte a soddisfare i criteri tecnici della tassonomia dell'UE in relazione al progetto, compresa l'istituzione, nel 2050, di un impianto di smaltimento in profondità dei rifiuti radioattivi ad alta attività. In particolare, la Cechia ha spiegato che la politica nazionale per la gestione dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito, approvata nel 2019, sarà aggiornata in linea con i criteri della tassonomia dell'UE dopo il processo di verifica inter pares del programma nell'ambito della missione Artemis effettuata dall'Agenzia internazionale per l'energia atomica (AIEA) a norma dell'articolo 14, paragrafo 3, della direttiva 2011/70/Euratom del Consiglio, del 19 luglio 2011, che si svolgerà nel quarto trimestre del 2023.

(344) Infine, in risposta a specifiche preoccupazioni ambientali sollevate da terzi, le autorità ceche hanno affermato quanto segue: i) le attività connesse all'energia nucleare sono attività a basse emissioni di carbonio ([142]) e il funzionamento di una centrale nucleare è una delle opportunità di investimento più efficaci sotto il profilo dei costi ([143]); ii) la metodologia utilizzata per creare riserve per la disattivazione degli impianti nucleari è conforme alle norme dell'UE ([144]); iii) le riserve accantonate per il futuro smaltimento dei rifiuti radioattivi e del combustibile esaurito ai sensi della legislazione ceca sono sufficienti; iv) la valutazione dell'impatto ambientale del progetto dimostra che sono state affrontate tutte le preoccupazioni ambientali, compresa la valutazione della presenza di acque superficiali sufficienti per il raffreddamento della centrale nucleare; in ogni caso, le autorità ceche hanno spiegato che l'aspetto della sufficienza dell'approvvigionamento idrico sarà costantemente monitorato conformemente alle condizioni della valutazione dell'impatto ambientale e v) le norme ceche sulla responsabilità civile per danni nucleari sono conformi al diritto internazionale ([145]).

8. VALUTAZIONE DELLA MISURA

8.1. Esistenza di aiuto di Stato

(345) Conformemente alle disposizioni dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE, sono incompatibili con il mercato interno, nella misura in cui incidono sugli scambi tra gli Stati membri, gli aiuti concessi dagli Stati, ovvero mediante risorse statali, sotto qualsiasi forma che, favorendo talune imprese o talune produzioni, falsino o minaccino di falsare la concorrenza.

(346) Una misura costituisce un aiuto di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE, se soddisfa quattro condizioni cumulative. In primo luogo, la misura deve essere finanziata dallo Stato o mediante risorse statali. In secondo luogo, la misura deve conferire un vantaggio a un beneficiario. In terzo luogo, la misura deve favorire determinate imprese o attività economiche (ossia deve esserci un certo grado di selettività). In quarto luogo, la misura deve poter incidere sugli scambi tra Stati membri e distorcere la concorrenza nel mercato interno. Nella sezione 4.2 della decisione di

([142]) Cfr. la relazione finale del gruppo di esperti tecnici sulla finanza sostenibile del marzo 2020, disponibile all'indirizzo: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf. Nella relazione si precisa che «l'energia nucleare genera emissioni di gas serra prossime allo zero nella fase di produzione» e che «vi sono numerosi elementi che dimostrano chiaramente il potenziale contributo sostanziale dell'energia nucleare agli obiettivi di mitigazione dei cambiamenti climatici».

([143]) Cfr. Agenzia internazionale per l'energia (AIE), *Projected Costs of Generating Electricity*, 2020.

([144]) Tale metodologia è definita nel decreto n. 250/2020 Racc. sulla costituzione di una riserva per la disattivazione di un impianto nucleare e di un luogo di lavoro di categoria III e IV, che secondo le autorità ceche rientra pienamente nell'ambito della direttiva 2011/70/Euratom.

([145]) In particolare, la legge n. 18/1997 Racc. sugli usi pacifici dell'energia nucleare e delle radiazioni ionizzanti («legge atomica»), come modificata, recepisce la convenzione di Vienna sulla responsabilità civile in materia di danni nucleari.

avvio, la Commissione ha spiegato che le tre misure notificate sono state programmate in combinazione e non sono dissociabili ([146]). Ai sensi del punto 81 della comunicazione della Commissione sulla nozione di aiuto, diverse misure potrebbero essere considerate «un solo intervento». Ciò può verificarsi, in particolare, nel caso in cui interventi consecutivi siano connessi tra loro — segnatamente per la loro cronologia, il loro scopo e la situazione dell'impresa al momento in cui si verificano — in modo tanto stretto da renderne impossibile la dissociazione ([147]). Ad esempio, una serie di interventi statali che vengono attuati in relazione alla stessa impresa in un periodo di tempo relativamente breve, che sono collegati tra loro o che erano programmati o prevedibili al momento del primo intervento possono essere valutati come un unico intervento.

(347) Nella decisione di avvio la Commissione ha spiegato che tutte e tre le misure hanno lo stesso oggetto e obiettivo, vale a dire consentire la costruzione e il funzionamento di una nuova centrale nucleare nel sito di Dukovany ([148]). Le misure sono previste e negoziate in combinazione, così che ciascuna misura abbia un impatto diretto sulle altre e che l'insieme delle misure crei le condizioni finanziarie necessarie per consentire la costruzione e il funzionamento dell'impianto. Sul fatto che il concedente delle tre misure sia lo Stato ceco e che esse coincidano cronologicamente non vi sono dubbi. Più specificamente, tutti gli interventi erano programmati (e quindi prevedibili al momento della negoziazione) in combinazione ([149]). Ad esempio, l'attenuazione dei rischi commerciali attraverso un meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa e la riduzione del fabbisogno di capitale iniziale attraverso l'aiuto finanziario rimborsabile incidono sull'importo dell'aiuto necessario per l'accordo di *off-take*. Le tre misure in questione sono connesse tra loro in modo tanto stretto da renderne impossibile la dissociazione.

(348) Alla luce di quanto precede, la Commissione ha constatato che le tre misure dovrebbero essere esaminate congiuntamente come un solo intervento, in quanto sono interdipendenti e hanno effetti sinergici sulla performance del progetto. La Commissione è inoltre pervenuta alle conclusioni preliminari, riferite alle tre misure considerate nel loro insieme, che l'intervento implicherebbe un aiuto di Stato in quanto concesso con risorse statali imputabili allo Stato ceco, che la misura conferirebbe un vantaggio economico selettivo e che potrebbe incidere sugli scambi tra Stati membri e falsare la concorrenza nel mercato interno.

(349) Nel corso del procedimento di indagine formale la Commissione non ha mai avuto motivi per modificare la sua valutazione in merito a questi aspetti.

8.1.1. *Imputabilità e esistenza di risorse statali*

(350) Come spiegato nella decisione di avvio, le misure di sostegno per questo progetto sono state decise dallo Stato ceco sulla base delle disposizioni della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio (cfr. considerando 27) e della conclusione dell'accordo quadro (cfr. considerando 190) e del primo contratto di esecuzione (cfr. considerando 69, 183 e 380). Il contratto di acquisto stabilisce inoltre l'obbligo dello Stato ceco di creare un soggetto interamente di proprietà dello Stato, la società veicolo (per il contratto di acquisto, cfr. considerando da 83 a 93). L'autorità che concede l'aiuto per tutte le misure è lo Stato ceco che agisce tramite il ministero.

(351) Le autorità ceche non dissentono sul fatto che le misure siano finanziate con risorse soggette al controllo statale.

(352) Come indicato al considerando 107, l'articolo 9 della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio precisa che la nuova produzione di energia nucleare può essere finanziata mediante una o più delle risorse seguenti: i) i proventi delle vendite di energia elettrica della società veicolo, ii) una componente di prezzo applicata dai gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione agli utenti della rete, se così deciso, e iii) contributi a carico del bilancio dello Stato. La scelta di quale flusso di entrate finanzierà di fatto le diverse misure dipende dal ministero. Per le autorità ceche è un fatto incontestabile che tutti i flussi di entrate siano o saranno controllati dallo Stato.

([146]) Decisione di avvio, punto 143.
([147]) Sentenza del 19 marzo 2013, *Bouygues e Bouygues Télécom/Commissione e altri*, cause riunite C-399/10 P e C-401/10 P, ECLI:EU:2013:175, punto 104; sentenza del 13 settembre 2010, *Grecia e altri/Commissione*, cause riunite T-415/05, T-416/05 e T-423/05, ECLI:EU:T:2010:386, punto 177; sentenza del 15 settembre 1998, *BP Chemicals/Commissione*, T-11/95, ECLI:EU:T:1998:199, punti 170 e 171.
([148]) Decisione di avvio, punto 144.
([149]) Sentenza del 15 dicembre 2021, *Oltchim SA/Commissione*, T-565/19, ECLI:EU:T:2021:904, punti da 93 a 197.

(353) Inoltre l'articolo 4 della legge su un'energia a basse emissioni di carbonio specifica che l'aiuto finanziario rimborsabile sarebbe fornito dal bilancio dello Stato e sarà concesso dalla Banca nazionale ceca. Poiché l'aiuto finanziario rimborsabile è finanziato direttamente dal bilancio dello Stato e tutte e tre le misure sono interdipendenti e costituiscono un solo intervento (cfr. considerando 348), la possibilità che l'eventuale prelievo (ancora da stabilire, se del caso) volto a finanziare la singola misura 1 comporti l'erogazione di risorse statali non incide sull'esistenza di risorse statali. L'erogazione di diversi miliardi di euro dal bilancio dello Stato attraverso l'aiuto finanziario rimborsabile a condizioni finanziarie vantaggiose è già sufficiente per stabilire che l'intervento complessivo si basa sulla concessione di risorse statali. Tale constatazione è ulteriormente rafforzata dal meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica, che fornisce una tutela giuridica del progetto garantendo diritti di natura finanziaria nei confronti dello Stato, che, nel caso in cui siano esercitati, incidono direttamente sulle risorse statali.

(354) Sulla base di quanto precede, la Commissione conclude che la misura è concessa mediante risorse statali ed è imputabile allo Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE.

8.1.2. *Vantaggio economico selettivo*

(355) Una misura è considerata selettiva se favorisce solo determinate imprese o la produzione di determinate merci. La Commissione ribadisce che le misure in questione, valutate congiuntamente e separatamente, conferiscono un vantaggio selettivo ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE.

(356) La misura 1 (cfr. sezione 3.6) protegge EDU II dall'eventuale volatilità dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica per tutta la durata del contratto di acquisto, in quanto la società riceve una remunerazione stabile a un prezzo di esercizio predefinito anche in situazioni in cui i prezzi di mercato scendono al di sotto di tale livello. Ciò garantisce un flusso costante di entrate per EDU II per i primi 40 anni di funzionamento della centrale nucleare, che altri operatori che non beneficiano di una misura di sostegno analoga non percepiscono.

(357) La misura 2 (cfr. sezione 3.7) fornisce un prestito a un tasso di interesse favorevole, non in linea con le condizioni di mercato. Segnatamente, l'aiuto finanziario rimborsabile coprirà il 100 % dei costi di costruzione della centrale nucleare, compresi gli sforamenti dei costi dovuti a motivi legittimi e quelli dovuti a eventi legati a motivi non legittimi che superano il finanziamento azionario massimo da parte di ČEZ per il progetto (cfr. considerando 197). Durante la fase di costruzione il tasso d'interesse del prestito sarà pari a zero. Il tasso d'interesse applicato sarà pari al costo del debito dello Stato maggiorato dell'1 %, ma non inferiore al 2 % su un periodo di 30 anni, a decorrere dalla data di messa in servizio della centrale nucleare. La misura conferisce pertanto un vantaggio al suo beneficiario in quanto solleva EDU II dai costi di finanziamento che dovrebbe sostenere in normali condizioni di mercato. Altre imprese, comprese quelle che effettuano investimenti a lungo termine, non ricevono prestiti statali a condizioni analoghe.

(358) La misura 3 (cfr. sezione 3.8) garantisce il recupero dei costi in caso di cambiamento della normativa o della linea politica o in caso di altri eventi configurabili come motivi legittimi, riducendo in tal modo il rischio di investimento trasferendolo allo Stato e conferendo un vantaggio economico che non avrebbe potuto essere ottenuto in condizioni normali di mercato e di cui altri operatori del mercato non dispongono.

(359) La Commissione conclude pertanto che tutte e tre le misure in esame costituiscono un singolo aiuto e conferiscono un vantaggio selettivo al gruppo ČEZ, compresa la sua controllata EDU II.

8.1.3. *Minaccia di distorsione della concorrenza e incidenza sugli scambi*

(360) Come sottolineato dalla Commissione nella decisione di avvio, il mercato dell'energia elettrica è stato liberalizzato e i produttori di energia elettrica sono impegnati in scambi commerciali tra Stati membri, cosicché un vantaggio concesso ai produttori di energia nucleare può falsare la concorrenza e incidere sugli scambi tra Stati membri. L'energia elettrica da fonti nucleari è generalmente venduta sul mercato interno dell'energia elettrica, dove entra in concorrenza con tutte le fonti di energia elettrica, comprese quelle di altri Stati membri.

(361) La Commissione ribadisce pertanto che il vantaggio conferito al beneficiario delle misure da 1 a 3 minaccia di falsare la concorrenza e di incidere sugli scambi tra Stati membri. Poiché tutte e tre le misure favoriscono la produzione di energia elettrica in quanto attività concorrenziale, si giungerebbe, ancora una volta, alla stessa conclusione se le misure fossero esaminate singolarmente.

8.1.4. *Conclusioni sull'esistenza dell'aiuto*

(362) La Commissione conclude pertanto che il contratto di acquisto, l'aiuto finanziario rimborsabile e il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica, in quanto misure diverse relative a un unico intervento statale, comportano aiuti di Stato ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 1, TFUE.

8.2. **Legittimità dell'aiuto**

(363) Come sottolineato dalla Commissione nella decisione di avvio ([150]), le misure sono state notificate alla Commissione il 15 marzo 2022 e ad oggi non sono state attuate. L'attuazione è inoltre subordinata all'approvazione delle misure da parte della Commissione (cfr. considerando 190). Pertanto le autorità ceche hanno adempiuto agli obblighi di notifica e di sospensione di cui all'articolo 108, paragrafo 3, TFUE.

8.3. **Compatibilità delle misure con il mercato interno**

(364) Essendo stato rilevato che le misure si configurano come un aiuto di Stato, la Commissione ha esaminato altresì se le misure possano essere considerate compatibili con il mercato interno.

8.3.1. *Base giuridica per la valutazione*

(365) La Commissione ha valutato la misura notificata sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE, che prevede che la Commissione possa dichiarare compatibili «gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività economiche o di talune regioni economiche, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse».

8.3.2. *Condizione positiva: sviluppo di un'attività economica*

8.3.2.1. Contributo allo sviluppo di un'attività economica

(366) Ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE, la Commissione può dichiarare compatibili «gli aiuti destinati ad agevolare lo sviluppo di talune attività o di talune regioni economiche, sempre che non alterino le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse». Di conseguenza gli aiuti compatibili ai sensi di tale disposizione del trattato devono contribuire allo sviluppo di talune attività economiche ([151]).

(367) L'intervento statale può risultare necessario per agevolare o incentivare lo sviluppo di talune attività economiche che, in assenza di aiuti, non si svilupperebbero o non si svilupperebbero allo stesso ritmo o alle stesse condizioni.

(368) Come spiegato nelle sezioni 2 e 4.4.1 della decisione di avvio, l'obiettivo delle misure oggetto della presente decisione è consentire investimenti in nuova produzione di energia nucleare e garantirne il funzionamento per un periodo prolungato. Segnatamente, il sostegno fornito dallo Stato è destinato direttamente alla costruzione, alla messa in servizio e al funzionamento della nuova capacità. Secondo le autorità ceche, il contratto di acquisto mira a garantire che l'impianto produca energia elettrica e consenta il rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile (cfr. punto 3.6). L'aiuto finanziario rimborsabile è necessario per consentire al promotore del progetto di coprire gran parte dei costi di investimento per il progetto (cfr. 3.7). Il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa è necessario per ridurre l'importo dell'aiuto necessario per portare avanti il progetto tramite la riduzione di determinati rischi ritenuti al di fuori del controllo dell'investitore (cfr. 3.8).

([150]) Ibidem, punto 157.
([151]) Sentenza del 22 settembre 2020, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 20 e 24.

(369) Tutte e tre le misure riducono i principali fattori di rischio che gli investimenti in grandi impianti di produzione di energia nucleare altrimenti comporterebbero. Nel loro insieme, esse riducono notevolmente la rischiosità complessiva del progetto per l'investitore. Come indicato dalle autorità ceche, tali rischi sono stati la causa della mancata attuazione di diversi progetti di investimento nel settore dell'energia nucleare (cfr. considerando 220). Le misure contribuiscono pertanto allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti di energia nucleare in Cechia.

(370) La Commissione ricorda che la Corte di giustizia ha riconosciuto che lo sviluppo di nuove capacità nucleari costituisce un'attività economica ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE ([152]) e ha stabilito che l'articolo 107 TFUE può trovare applicazione negli investimenti in centrali nucleari ([153]).

(371) La Commissione ritiene pertanto che le misure agevolino lo sviluppo di talune attività economiche, come previsto dall'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE.

8.3.2.2. Effetto di incentivazione

(372) Si ritiene che un aiuto agevoli un'attività economica soltanto quando comporta un effetto di incentivazione. Un effetto di incentivazione si verifica quando l'aiuto incoraggia il beneficiario a cambiare comportamento verso lo sviluppo di un'attività economica perseguita dall'aiuto e se il cambiamento di comportamento non si verificherebbe in assenza di tale aiuto.

(373) La Cechia ha spiegato che, in assenza di aiuti, l'investitore non avrebbe gli incentivi necessari per investire nello sviluppo di nuove capacità di produzione di energia elettrica nucleare ([154]). Il mercato è caratterizzato da un'elevata volatilità, da un contesto normativo instabile, cui si aggiunge l'economia delle risorse nucleari, che comporta costi elevati di investimento iniziali e costituisce un ulteriore ostacolo all'ingresso nel settore. Senza sostegno statale, è improbabile che investimenti nell'energia nucleare si rivelino redditizi, a causa dell'incertezza degli sviluppi sul mercato dell'energia elettrica.

(374) La Commissione osserva che, in considerazione delle attuali condizioni di mercato, incerte e in rapida evoluzione, e dei fallimenti del mercato associati allo sviluppo dell'energia nucleare (ossia l'ingente fabbisogno di capitale, la persistenza dell'esposizione ai segnali di prezzo del mercato e la persistenza dell'esposizione alle decisioni politiche), in assenza di aiuti statali, il progetto non sarebbe realizzato ([155]).

(375) La Commissione osserva inoltre che in assenza di aiuti, il deficit di finanziamento del progetto non sarebbe colmato. Infatti in assenza dell'aiuto finanziario rimborsabile e in mancanza della stabilità delle entrate garantita dal contratto di acquisto, i costi del finanziamento del progetto sarebbero probabilmente più alti. Inoltre, senza intervento dello Stato, l'investitore dovrebbe sostenere rischi aggiuntivi significativi che sono invece attenuati dalle misure di sostegno, quali il rischio relativo ai prezzi di mercato e il rischio legato alla politica (cfr. considerando 498), il che fa presumere che l'investitore si aspetterebbe un rendimento relativamente più elevato per attuare il progetto senza aiuti.

(376) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che l'aiuto abbia un effetto di incentivazione in quanto induce il beneficiario a intraprendere un'attività economica che non svolgerebbe senza l'aiuto.

([152]) Ibidem, punto 63.
([153]) Ibidem, punto 32.
([154]) Decisione di avvio, punto 163.
([155]) Decisione di avvio, punto 182.

8.3.2.3. Conformità alle disposizioni pertinenti del diritto dell'Unione

(377) Come spiegato nella decisione di avvio, nella causa relativa a Hinkley Point C ([156]) la Corte di giustizia ha stabilito che «gli aiuti di Stato che violano le disposizioni o i principi generali del diritto dell'Unione non possono essere dichiarati compatibili con il mercato interno». Per quanto attiene in particolare all'energia nucleare, la Corte di giustizia ha chiarito che riguardo al settore «oggetto del trattato Euratom, un aiuto di Stato a favore di un'attività economica appartenente a tale settore, il cui esame riveli una violazione delle norme del diritto dell'Unione in materia ambientale, non può essere dichiarato compatibile con il mercato interno in applicazione di tale disposizione» ([157]).

(378) La Corte di giustizia ha inoltre sottolineato che alle centrali nucleari e agli altri reattori nucleari si applicano le disposizioni del diritto derivato, come la direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati ([158]), che sottopone taluni progetti a una valutazione dell'impatto ambientale.

(379) La Corte ha inoltre chiarito che l'articolo 194 TFUE sulla politica dell'Unione nel settore dell'energia non vieta gli investimenti nell'energia nucleare ([159]). Secondo la giurisprudenza ([160]), poiché la scelta dell'energia nucleare, ai sensi del TFUE, appartiene agli Stati membri, risulta che gli obiettivi e i principi di diritto dell'Unione in materia ambientale e gli obiettivi perseguiti dal trattato Euratom non sono in contraddizione, cosicché non si può ritenere che i principi di protezione dell'ambiente, di precauzione, di «chi inquina paga» e di sostenibilità si oppongano, in qualunque circostanza, alla concessione di aiuti di Stato per la costruzione o la gestione di una centrale nucleare.

(380) Pertanto, il fatto che il progetto e le misure riguardino l'energia nucleare non rende le misure incompatibili con il mercato interno. La Cechia ha optato per l'energia nucleare per affrontare la sfida della decarbonizzazione e per rispondere alle problematiche legate all'adeguatezza delle risorse che si porranno in futuro e alla sicurezza dell'approvvigionamento (cfr. sezione 2.2).

(381) La Commissione non dispone di elementi che indichino che il progetto violi le disposizioni del diritto ambientale. Le autorità ceche hanno spiegato che lo sviluppo del progetto è stato preceduto da un ampio e aperto processo di valutazione dell'impatto ambientale (cfr. considerando 78) condotto conformemente ai criteri del diritto derivato dell'UE ([161]).

(382) In forza della giurisprudenza, «quando applica il procedimento in materia di aiuti di Stato, la Commissione è tenuta, in forza del sistema generale del Trattato, a rispettare la coerenza tra le disposizioni che disciplinano gli aiuti di Stato e le disposizioni specifiche diverse da quelle relative agli aiuti di Stato e, pertanto, a valutare la compatibilità dell'aiuto in questione con tali disposizioni specifiche. Tuttavia, siffatto obbligo si impone alla Commissione unicamente nel caso delle modalità di un aiuto così indissociabilmente connesse con l'oggetto dell'aiuto da far sì che sia impossibile valutarle isolatamente. […] Per contro, se la modalità in questione può essere dissociata dall'oggetto dell'aiuto, la Commissione non è tenuta a valutare la sua conformità alle disposizioni diverse da quelle relative agli aiuti di Stato nell'ambito del procedimento di cui all'articolo 108 TFUE» ([162]).

([156]) Sentenza del 22 settembre 2020, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 44 e 45.

([157]) La Commissione sottolinea che tale misura deve e dovrà essere attuata in linea con il diritto derivato pertinente, compresa la legislazione che non è ancora stata adottata al momento della presente decisione. A tale riguardo, la Commissione desidera richiamare l'attenzione sulla proposta di regolamento che modifica i regolamenti (UE) 2019/942 e (UE) 2019/943 per quanto riguarda il miglioramento dell'assetto del mercato dell'energia elettrica dell'Unione [COM(2023) 148 final], e in particolare sulle disposizioni relative ai regimi di sostegno diretto dei prezzi sotto forma di contratti bidirezionali per differenza per gli investimenti in impianti di produzione di energia nucleare, in linea con il testo finale del regolamento una volta entrato in vigore.

([158]) GU L 26 del 28.1.2012, pag. 1.

([159]) Sentenza del 22 settembre 2020, *Austria/Commissione*, C-594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, punti 48 e 49.

([160]) Ibidem, punto 49.

([161]) Direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 dicembre 2011, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati (GU L 26 del 28.1.2012, pag. 1). Cfr. la decisione di avvio, punto 168.

([162]) Cfr. la sentenza del 3 dicembre 2014, *Castelnou Energía SL/Commissione europea*, T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, punti 181-184 contenenti ulteriori riferimenti. Cfr. anche sentenza del 30 novembre 2022, *Austria/Commissione*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punto 31.

(383) Nella sentenza relativa agli aiuti di Stato a favore della centrale nucleare Paks II, il Tribunale ha confermato che la Commissione non è tenuta a verificare che qualsiasi modalità o circostanza relativa all'aiuto, quand'anche non sia inscindibilmente collegata a quest'ultimo, sia conforme al diritto dell'Unione ([163]). Nel caso di specie, il Tribunale ha inoltre osservato che «[l]o svolgimento di una procedura di appalto pubblico e l'eventuale ricorso ad un'altra impresa per la costruzione dei reattori non modificherebbe né l'oggetto dell'aiuto, […] né il relativo beneficiario […]» ([164]).

(384) Nel caso di specie, la Commissione ritiene che non sussista un «nesso indissolubile» tra l'aiuto di Stato e gli aspetti relativi agli appalti pubblici, in quanto è possibile valutarli separatamente. Le misure di aiuto di Stato (contratto di acquisto, aiuto finanziario rimborsabile, meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica) sostengono l'attività (creazione e gestione di una centrale nucleare) indipendentemente dalle modalità di scelta del contraente EPC. L'attuazione delle misure di aiuto non dipende neppure dall'esatta applicazione delle norme in materia di appalti pubblici. Le misure oggetto della valutazione prendono in considerazione l'esito della procedura di appalto (vale a dire i costi di investimento) in quanto dato da immettere nel modello finanziario che determina il prezzo di esercizio del contratto di acquisto ([165]). Anche nello scenario ipotetico in cui tali dati di input dovessero risultare gonfiati a seguito di un'errata applicazione delle prescrizioni in materia di appalti, ciò non si tradurrebbe in distorsioni supplementari causate dalle misure di aiuto oggetto della valutazione. Infatti, un'eventuale inosservanza delle norme in materia di appalti pubblici potrebbe solo comportare effetti distorsivi sul mercato dei lavori di costruzione di centrali nucleari e non sul mercato dell'energia elettrica. La gestione della centrale elettrica e le condizioni di commercializzazione dell'energia elettrica sono quindi scindibili dagli aspetti relativi all'appalto pubblico riguardante la costruzione della centrale. La Commissione può pertanto valutare la misura senza esaminare gli aspetti relativi all'appalto pubblico per l'aggiudicazione del contratto EPC, dal momento che tali aspetti non sono inscindibilmente connessi né all'attività economica promossa dall'aiuto né alle sue modalità.

(385) Nel settore dell'energia, qualsiasi prelievo che abbia lo scopo di finanziare una misura di aiuto di Stato e ne costituisca parte integrante deve essere conforme in particolare agli articoli 30 e 110 TFUE ([166]).

(386) Secondo giurisprudenza costante, affinché una tassa possa ritenersi parte integrante di una misura di aiuto, deve sussistere un vincolo di destinazione necessario tra la tassa e l'aiuto in questione in forza della normativa nazionale pertinente, nel senso che il gettito della tassa viene necessariamente destinato al finanziamento dell'aiuto e incide direttamente sulla sua entità e, conseguentemente, sulla valutazione della compatibilità dell'aiuto medesimo con il mercato comune ([167]). In particolare, la tassa in questione deve essere riscossa specificamente ed esclusivamente per il finanziamento delle misure di aiuto in questione ([168]).

(387) Peraltro risulta inoltre dalla giurisprudenza che la sussistenza di un tale vincolo di destinazione cogente può difettare quando l'importo degli aiuti concessi è stabilito unicamente sulla base di criteri obiettivi, non collegati alle entrate fiscali aventi una destinazione specifica, ed è soggetto a un valore massimo legale assoluto ([169]). In particolare, la Corte ha dichiarato che, quando la normativa nazionale fissa, indipendentemente dal gettito dell'imposta, l'importo dell'aiuto tra un valore minimo e un valore massimo, difetta la sussistenza di un vincolo di destinazione cogente ([170]). Recentemente la Corte ha inoltre dichiarato che non sussisteva un vincolo di destinazione cogente tra

([163]) Sentenza del 30 novembre 2022, *Austria/Commissione*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punto 32.

([164]) Sentenza del 30 novembre 2022, *Austria/Commissione*, T-101/18, ECLI:EU:T:2022:728, punto 37. Il ragionamento relativo alla necessità di un «nesso indissolubile» affinché la Commissione valuti la compatibilità di talune modalità di aiuto con il diritto dell'UE è stato approvato dalla Corte di giustizia nella sentenza *Braesch*. Cfr. sentenza del 31 gennaio 2023 nella causa C-284/21 P, *Commissione/Braesch e a.*, ECLI:EU:C:2023:58, punti 96-99.

([165]) Nello specifico, le misure relative al progetto prenderanno in considerazione l'esito della procedura di appalto per l'aggiudicazione del contratto EPC solo nella misura in cui esso incide sul calcolo delle spese in conto capitale del progetto, che rappresenterebbero un dato di input per il calcolo degli importi dell'aiuto (ad esempio, nel calcolo dell'importo esatto dell'aiuto finanziario rimborsabile o nel calcolo del prezzo di esercizio del contratto di acquisto), nonché per quanto riguarda le capacità tecniche della centrale elettrica derivanti dalla scelta in merito alla tecnologia fatta nel contratto EPC.

([166]) Sentenza del 17 luglio 2008, *Essent Netwerk Noord e altri*, C-206/06, ECLI:EU:C:2008:413, punti da 40 a 59.

([167]) Sentenza del 22 dicembre 2008, *Société Régie Networks/Direction de contrôle fiscal Rhône-Alpes Bourgogne*, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, punto 99 e giurisprudenza ivi citata.

([168]) Sentenza del 22 dicembre 2008, *Société Régie Networks/Direction de contrôle fiscal Rhône-Alpes Bourgogne*, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, punti 100 e 104.

([169]) Sentenza del 20 settembre 2018, *Carrefour Hypermarchés SAS e a./Ministre des Finances et des Comptes publics*, C-510/16, ECLI:EU:C:2018:751, punto 21.

([170]) Sentenza del 27 ottobre 2005, *Distribution Casino France SAS e altri/Caisse nationale de l'organisation autonome d'assurance vieillesse des travailleurs non salariés des professions industrielles et commerciales (Organic)*, cause riunite da C-266/04 a C-270/04, C-276/04 e da C-321/04 a C-325/04, ECLI:EU:C:2005:657, punto 52.

l'imposta e l'aiuto in un caso in cui l'importo degli aiuti concessi era stato determinato in base a criteri non collegati alle entrate fiscali aventi una destinazione specifica e in cui la normativa nazionale prevedeva che un'eventuale eccedenza di tali entrate rispetto agli aiuti suddetti doveva essere ridistribuita, a seconda del caso, in un fondo di riserva o al Tesoro, e che tali entrate erano oggetto, altresì, di un limite assoluto, cosicché qualsiasi eccedenza veniva parimenti ridistribuita nel bilancio generale dello Stato ([171]). Per escludere l'esistenza di un vincolo di destinazione cogente, la Corte ha altresì tenuto conto del fatto che, quando le entrate provenienti dal prelievo non sono sufficienti a coprire l'importo totale dell'aiuto, lo Stato membro interessato è tenuto a colmare la differenza mediante contributi provenienti dal bilancio generale.

(388) Nel caso di specie, il finanziamento della misura 1, come indicato in precedenza (considerando 107), sarà coperto dal ministero con fondi creati da: i) i proventi delle vendite di energia elettrica della società veicolo; ii) un prelievo applicato dai gestori di rete ai consumatori finali di energia elettrica, analogo all'attuale finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili; e iii) contributi del bilancio dello Stato. Tuttavia, come illustrato in precedenza (considerando 41), nel caso in cui il prezzo di esercizio del contratto di acquisto sia superiore ai prezzi di mercato dell'energia elettrica, lo Stato dovrà colmare la differenza di prezzo mediante risorse statali, in particolare attraverso il bilancio dello Stato e prelievi sui consumi.

(389) La Cechia ha inoltre confermato che, sebbene un prelievo possa contribuire a finanziare le misure, il finanziamento non dipenderebbe da tale prelievo e il bilancio dello Stato coprirebbe i costi ove necessario. Nello specifico, l'eventuale maggior gettito derivante dal prelievo confluirà nel bilancio generale dello Stato, che coprirà, in ultima analisi, gli eventuali disavanzi (cfr. considerando 42).

(390) Ne consegue che l'eventuale introduzione di un prelievo nel progetto in relazione al finanziamento del contratto di acquisto non incide direttamente sull'importo dell'aiuto e, pertanto, il prelievo non costituisce parte integrante della misura, in quanto non sussiste un vincolo di destinazione cogente tra esso e l'aiuto in forza della normativa nazionale pertinente. Di conseguenza, la conformità del prelievo agli articoli 30 e 110 TFUE non è oggetto di valutazione nel contesto della presente decisione.

(391) La Commissione osserva infine che le autorità ceche si sono impegnate a rispettare l'obbligo di notificare il progetto alla Commissione a norma dell'articolo 41 del trattato Euratom.

(392) La Commissione conclude pertanto che le misure proposte o l'attività sovvenzionata non violano di per sé alcuna disposizione pertinente del diritto dell'UE.

8.3.2.4. Conclusioni

(393) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che il progetto soddisfa la prima condizione (positiva) della valutazione di compatibilità (ossia che l'aiuto agevoli lo sviluppo di un'attività economica).

8.3.3. *Condizione negativa: l'aiuto non può alterare indebitamente le condizioni degli scambi in misura contraria al comune interesse*

8.3.3.1. Individuazione del mercato interessato dall'aiuto

(394) Come indicato nella decisione di avvio, il progetto è stato concepito per contribuire alla decarbonizzazione del sistema energetico della Cechia e affrontare un problema di sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica che riguarda il mercato ceco (cfr. considerando 8 e seguenti). Allo stesso tempo, è stato accertato che il mercato ceco è ben interconnesso all'interno della regione CORE ([172]) (cfr. considerando 16).

(395) Alla luce di quanto precede, i mercati rilevanti per la valutazione delle misure in questione sono i mercati dell'energia elettrica della Cechia e il mercato dell'energia elettrica all'interno della regione CORE.

([171]) Sentenza del 20 settembre 2018, *Carrefour Hypermarchés SAS e altri/Ministre des Finances et des Comptes publics*, C-510/16, ECLI:EU:C:2018:751, punto 22, e sentenza del 10 novembre 2016, *DTS Distribuidora de Televisión Digital/Commissione europea*, C-449/14 P, ECLI:EU:C:2016:848, punti da 70 a 72.

([172]) La regione CORE è costituita dai confini tra le zone di offerta di Austria, Belgio, Cechia, Croazia, Francia, Germania, Lussemburgo, Paesi Bassi, Polonia, Romania, Slovacchia, Slovenia e Ungheria. Per maggiori dettagli, cfr. la nota a piè di pagina 8.

8.3.3.2. Individuazione degli effetti positivi della misura di aiuto

(396) Come spiegato nella sezione 4.4.2.2 della decisione di avvio, la transizione verso la neutralità climatica comporta la progressiva eliminazione dei combustibili fossili a partire da quelli più inquinanti. La maggior parte degli Stati membri ha già annunciato i propri piani per l'eliminazione graduale del carbone nei prossimi anni ([173]). L'ultimo piano nazionale per l'energia e il clima della Cechia fissa l'obiettivo strategico di eliminare completamente l'uso del carbone per la produzione di energia elettrica entro il 2033. Secondo gli studi del CEPS (cfr. considerando 12), tali sviluppi comportano nel medio e lungo periodo problemi di adeguatezza. Una tendenza che, stando alle previsioni, si osserverà in altri Stati membri che stanno gradualmente abbandonando il carbone.

(397) Ulteriori investimenti nelle fonti di energia nucleare garantiscono mezzi di produzione affidabili a basse emissioni di carbonio che godono di un certo grado di flessibilità. Garantendo la sicurezza dell'approvvigionamento nella fase di graduale eliminazione dei combustibili più inquinanti e di riduzione della dipendenza dal gas naturale, la produzione nucleare, che ha basse emissioni di carbonio per MWh di energia elettrica prodotta, contribuisce (insieme allo sviluppo delle energie rinnovabili) al conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione nazionali ed europei.

(398) Come spiegato dalla Cechia, il progetto sosterrà inoltre direttamente gli obiettivi di REPowerEU in quanto ridurrà la dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili soggetti a fluttuazioni dei prezzi e a rischi geopolitici, rafforzando in tal modo la sicurezza energetica.

(399) L'installazione di nuove capacità di generazione nucleare contribuisce inoltre a mantenere la produzione di energia elettrica necessaria dal lato dell'offerta. Ciò è indispensabile per far fronte al previsto aumento della domanda di energia elettrica in Cechia, in concomitanza con le misure di riduzione della domanda adottate a norma della direttiva sull'efficienza energetica (cfr. considerando 15).

(400) La Commissione osserva che le autorità ceche garantiranno che il progetto rispetti i criteri di vaglio tecnico per le attività economiche nel settore dell'energia nucleare stabiliti nel regolamento sulla tassonomia dell'UE ([174]). Pur non creando obblighi giuridicamente vincolanti per la costruzione o l'esercizio di centrali nucleari, né requisiti aggiuntivi per la concessione di aiuti di Stato, tale regolamento fissa i criteri che consentono di determinare se un'attività economica si possa considerare ecosostenibile. L'impegno della Cechia a soddisfare tali requisiti consente di concludere che il progetto è sostenibile, non arrecherà un danno significativo a nessuno degli altri obiettivi ambientali ed è allineato a una traiettoria verso la neutralità climatica entro il 2050.

(401) In particolare, per la costruzione e l'esercizio sicuro di nuove centrali nucleari per la generazione di energia elettrica e/o di calore, anche ai fini della produzione di idrogeno, con l'ausilio delle migliori tecnologie disponibili, l'allegato I, sezione 4.27, del regolamento delegato della Commissione ([175]) stabilisce una serie di criteri di vaglio per gli investimenti in nuovi impianti di produzione nucleare. Tali criteri includono quanto segue: lo Stato membro deve dimostrare che, al termine del ciclo di vita utile stimato della centrale nucleare, disporrà di risorse sufficienti a coprire i costi stimati della gestione dei rifiuti radioattivi e delle attività di disattivazione; lo Stato membro deve disporre di impianti di smaltimento finale in esercizio per tutti i rifiuti radioattivi ad attività molto bassa, bassa e intermedia; lo Stato membro deve disporre di un piano documentato suddiviso in fasi dettagliate per l'entrata in funzione, entro il 2050, di un impianto di smaltimento di rifiuti radioattivi ad alta attività, e il progetto deve applicare la migliore tecnologia disponibile e, dal 2025, utilizzare combustibili ad alta resistenza agli incidenti. Le autorità ceche si sono impegnate a soddisfare tutti questi requisiti (cfr. considerando 81 e 82).

([173]) https://energy.ec.europa.eu/topics/clean-energy-transition/eu-coal-regions-transition_en?prefLang=it.

([174]) Regolamento delegato (UE) 2022/1214 della Commissione, del 9 marzo 2022, che modifica il regolamento delegato (UE) 2021/2139 per quanto riguarda le attività economiche in taluni settori energetici e il regolamento delegato (UE) 2021/2178 per quanto riguarda la comunicazione al pubblico di informazioni specifiche relative a tali attività economiche (GU L 188 del 15.7.2022, pag. 1).

([175]) Regolamento delegato (UE) 2021/2139 della Commissione, del 4 giugno 2021, che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio fissando i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici e se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale (GU L 442 del 9.12.2021, pag. 1).

(402) Malgrado le osservazioni di terzi, secondo cui dalle dichiarazioni pubbliche dei funzionari cechi trapela l'intenzione di influenzare il processo legislativo per modificare o rinviare le condizioni della tassonomia relative all'operatività di un deposito di profondità di rifiuti radioattivi ad alta attività entro il 2050, la Commissione non dispone di informazioni che facciano dubitare dell'impegno delle autorità ceche in tal senso. L'11 gennaio 2023 la Cechia ha adottato la risoluzione n. 24 del governo sull'obbligo di soddisfare i criteri di vaglio tecnico relativi alla gestione dei rifiuti radioattivi. Secondo tale risoluzione, la Cechia farà tutto il possibile per soddisfare i criteri tecnici stabiliti nella pertinente legislazione dell'UE, compresa l'entrata in funzione del deposito geologico di profondità per un impianto di smaltimento di rifiuti nucleari entro il 2050 (cfr. considerando 81 e 82).

(403) Alla luce delle considerazioni di cui sopra, la Commissione conclude che il progetto ha effetti positivi sul mercato in quanto contribuirà alla decarbonizzazione del mix energetico in modo sostenibile dal punto di vista ambientale e aumenterà la sicurezza dell'approvvigionamento. Poiché la regione CORE è ben interconnessa, è probabile che tali effetti positivi vadano a vantaggio degli Stati membri confinanti che importano energia elettrica dalla Cechia.

8.3.3.3. Necessità dell'intervento statale

(404) Per stabilire se una misura di aiuto sia necessaria, la Commissione deve valutare se essa sia destinata a una situazione nella quale la misura possa apportare un miglioramento tangibile che il mercato da solo non è in grado di realizzare. Un aiuto che apporti un miglioramento della situazione finanziaria dell'impresa beneficiaria, ma non è necessario per il conseguimento degli scopi previsti non può essere considerato compatibile con il mercato interno.

(405) Nel caso di specie, la Cechia promuove nuovi investimenti nel settore nucleare come sancito dal trattato Euratom, al fine di affrontare la sfida della decarbonizzazione e la carenza che si troverà presto ad affrontare in termini di capacità complessiva nazionale installata a causa della prevista chiusura di centrali alimentate a carbone e di centrali nucleari esistenti (cfr. considerando 8 e 19). La Commissione deve valutare se gli aiuti di Stato siano necessari per conseguire l'obiettivo di promuovere nuovi investimenti nel settore nucleare.

(406) Nella decisione di avvio, la Commissione ha spiegato che l'esistenza di fallimenti del mercato è un fattore pertinente per la valutazione della necessità dell'aiuto e ha riconosciuto alcune carenze del mercato che richiedono un intervento statale per quanto riguarda lo sviluppo dell'energia nucleare ([176]). In particolare, per gli investimenti in nuove centrali nucleari, il fallimento del mercato si evidenzia principalmente in relazione a tre aspetti: i) l'ingente fabbisogno di capitale, ii) la persistenza dell'esposizione ai segnali di prezzo del mercato, a loro volta distorti dagli interventi, e iii) la persistenza dell'esposizione alle decisioni politiche.

(407) In primo luogo, gli investimenti nel settore nucleare presentano un fabbisogno di capitale particolarmente elevato. Sebbene il costo livellato dell'energia per la produzione nucleare non sia necessariamente superiore a quello di altre tecnologie ([177]), il lungo ciclo di vita e la grande capacità di produzione delle centrali nucleari potrebbero essere confrontate solo con i più grandi progetti idroelettrici. Il fabbisogno di capitale, che raggiunge diversi miliardi di euro, è ulteriormente aggravato dai frequenti e significativi aumenti dei costi di investimento per gli impianti di generazione nucleare di nuova costruzione. In effetti, nei paesi dell'OCSE si sono registrati ritardi e aumenti dei costi soprattutto negli investimenti in centrali di generazione III prime nel loro genere ([178]).

(408) In secondo luogo, i tempi di funzionamento previsti, di 60 anni, rendono difficile allineare le durate tipiche degli investimenti privati o dei prestiti commerciali alla durata del progetto. Tale aspetto assume ancora più importanza negli attuali mercati dell'energia elettrica, che sono profondamente modificati dalla transizione energetica e dalla rapida diffusione delle energie rinnovabili, nonché delle riforme normative che accompagnano tale transizione. Di conseguenza, anche gli operatori di mercato più esperti faticano a fare buone previsioni sui prezzi dell'energia elettrica in un futuro molto lontano e la maggior parte degli scambi di energia elettrica ha un orizzonte temporale non superiore ai cinque anni.

([176]) Decisione (UE) 2015/658 della Commissione, dell'8 ottobre 2014, sulla misura d'aiuto SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) alla quale il Regno Unito intende dare esecuzione a sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (considerando da 382 a 385).

([177]) Cfr. Agenzia internazionale per l'energia (AIE), *Projected Costs of Generating Electricity*, 2020, https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf, pag. 46.

([178]) AIE, *Projected Costs of Generating Electricity*, 2020, pag. 145.

(409) Infine, l'energia nucleare è ancora un tema controverso sotto il profilo sociale e politico e gli investimenti nelle centrali nucleari devono tenere conto del rischio di cambiamenti della linea politica.

(410) La Commissione ha inoltre riconosciuto che la combinazione di tali elementi è peculiare alla tecnologia nucleare ([179]) e costituisce una caratteristica generale di tutti i mercati dell'UE, compreso il mercato ceco dell'energia elettrica.

(411) Le osservazioni pervenute dalle parti interessate hanno corroborato la valutazione preliminare della Commissione esposta nella decisione di avvio. La Commissione osserva che, nelle sue osservazioni sulla decisione di avvio, la Cechia ha menzionato più recenti condizioni di mercato sfavorevoli che stanno accrescendo in modo significativo i rischi per i nuovi promotori di progetti nucleari, tra cui il panorama macroeconomico e le pressioni inflazionistiche, gli aumenti dei tassi di interesse, nonché eventi unici, come l'invasione russa dell'Ucraina, che hanno portato a significative perturbazioni del mercato e della catena di approvvigionamento. Le autorità ceche sostengono pertanto che, in assenza di aiuti statali, è improbabile si realizzi la costruzione di centrali nucleari.

(412) Le autorità ceche hanno inoltre sottolineato l'accresciuta volatilità dei mercati dell'energia, dovuta in parte all'aumento delle quote di risorse con costi marginali pari a zero come l'energia eolica e solare, ma anche alle oscillazioni dei prezzi del gas, che rendono imprevedibili i rendimenti per gli operatori del mercato e limitano pertanto gli incentivi per lo sviluppo di progetti nucleari su larga scala, a meno che gli investitori non siano in grado di coprire l'esposizione ai prezzi di mercato. Tuttavia la copertura mediante contratti a lungo termine richiede che le controparti siano disposte ad accettare prezzi sufficientemente elevati da garantire un rendimento adeguato per gli investitori su un arco di tempo molto lungo. Pareri analoghi sono stati espressi nelle osservazioni di diversi terzi secondo i quali nell'attuale mercato europeo dell'energia elettrica non è possibile realizzare progetti di costruzione di nuove centrali nucleari senza il sostegno dello Stato.

(413) Come spiegato in una relazione congiunta dell'Agenzia internazionale per l'energia (AIE) e dell'Agenzia per l'energia nucleare (AEN) ([180]), le recenti tendenze relative alla costruzione di nuove centrali nucleari nei mercati occidentali evidenziano notevoli aumenti dei costi e ritardi nella costruzione. Ciò può essere legato, in parte, al fatto che i nuovi progetti sono stati avviati dopo una lunga interruzione delle costruzioni nel settore nucleare, che ha eroso in modo significativo la catena di approvvigionamento e le capacità dell'industria nucleare, e, in parte, alla scarsa maturità della progettazione e alla mancanza di un piano di esecuzione al momento dell'avvio della costruzione, nonché a un contesto politico sempre più incerto. La relazione rileva che questa situazione ha minato la fiducia dei portatori di interessi nella capacità dell'industria nucleare di realizzare nuovi progetti di costruzione e ha aumentato il livello del rischio percepito per gli investimenti, allontanando gli investitori e riducendo ulteriormente le possibilità di attrarre finanziamenti per progetti futuri.

(414) La relazione spiega tuttavia che in altri paesi, come la Cina e la Corea, gli investimenti in nuove centrali nucleari sono realizzati rispettando i termini e il bilancio previsti e conclude che il divario con i paesi occidentali non può essere spiegato solo da condizioni specifiche legate all'ubicazione. Pertanto le difficoltà incontrate nei paesi occidentali non sono insite nella tecnologia in sé, ma dipendono dalle condizioni in cui i progetti sono sviluppati e realizzati e dalle interazioni tra i diversi portatori di interessi.

(415) La Commissione richiama le osservazioni di terzi secondo cui l'approvvigionamento energetico potrebbe essere garantito anche da tecnologie meno costose, ritenendo che le sovvenzioni nel settore nucleare rallenterebbero i progressi riguardanti altre tecnologie meno costose e più rispettose del clima. Le autorità ceche hanno affermato che il potenziale della Cechia in termini di energie rinnovabili è limitato, ma che un aumento sia del nucleare che delle energie rinnovabili costituisce un elemento importante della strategia nazionale per l'energia e il clima (cfr. considerando 21). Sostengono inoltre che, anche se in caso di realizzazione del progetto gli investimenti nell'eolico subirebbero un ritardo rispetto a uno scenario senza il progetto, lo sviluppo totale di energia eolica sarebbe identico in entrambi i casi (cfr. considerando 270). È una spiegazione plausibile. In effetti, gli investimenti nella capacità di produzione di energia eolica e solare possono essere realizzati molto più rapidamente e a costi di capitale inferiori

([179]) Decisione (UE) 2015/658 della Commissione, dell'8 ottobre 2014, sulla misura d'aiuto SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) alla quale il Regno Unito intende dare esecuzione a sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (considerando 385).

([180]) *Projections Costs of Generating Electricity* — edizione 2020, disponibile al seguente indirizzo: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition.

rispetto al progetto. Sono tuttavia limitati da altri fattori, quali la disponibilità di siti e la capacità di connessione alla rete. Inoltre il modesto impatto previsto del progetto sui prezzi del mercato all'ingrosso (2 EUR/MWh) fa pensare che la sua incidenza sugli investimenti nelle energie rinnovabili sarebbe minima. Gli incentivi forniti dalla formula del contratto di acquisto volta a massimizzare la produzione nelle ore a prezzo elevato e ridurla nei periodi di prezzi bassi riducono tuttavia anche l'impatto della misura a livello di concorrenza sugli investimenti nelle energie rinnovabili basati sul mercato, in quanto ci si può attendere un funzionamento particolarmente intenso degli impianti di produzione di energia rinnovabile nei periodi di prezzi più bassi (poiché in tali periodi le risorse rinnovabili disponibili sono elevate con conseguente riduzione dei prezzi di mercato).

(416) Un altro rispondente ha sostenuto che nei prossimi decenni sono previsti prezzi dell'energia elettrica elevati. La previsione dei prezzi dell'energia elettrica su lunghi periodi di tempo comporta una notevole incertezza. Qualora i prezzi dell'energia elettrica fossero notevolmente più elevati del previsto, il contratto di acquisto e il meccanismo di condivisione degli utili garantiranno entrate allo Stato ceco, limitando in tal modo la sovracompensazione a vantaggio di ČEZ. Nel caso in cui i prezzi di mercato fossero invece inferiori al previsto, in particolare in considerazione di una domanda inferiore alle attese o di una rapida diffusione delle energie rinnovabili, il progetto non sarebbe in grado, in assenza della misura, di sostenere i propri costi di capitale.

(417) La Commissione conclude che vi sono fallimenti del mercato chiaramente individuati per quanto riguarda gli investimenti in nuove fonti di energia nucleare in Cechia. A causa del periodo di investimento molto lungo, non vi è sufficiente certezza che i prezzi dell'energia, attualmente elevati, rimangano tali per un periodo sufficientemente lungo da incidere sulla presente valutazione. Alla luce della mancanza di una capacità sufficiente di produzione di energia elettrica in Cechia, di tali fallimenti del mercato e dell'obiettivo strategico della politica energetica della Cechia, che mira a una relativa autosufficienza nella produzione di energia elettrica parallelamente alla decarbonizzazione a lungo termine della produzione di energia elettrica, per la costruzione del progetto in Cechia appare necessario un sostegno statale.

(418) In effetti, rimane improbabile che le sole forze di mercato siano in grado di garantire la realizzazione tempestiva della stessa capacità nucleare del progetto, necessaria per agevolare lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti di energia nucleare in Cechia.

(419) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che l'aiuto di Stato è necessario per garantire lo sviluppo di nuove capacità nucleari in Cechia. La Commissione conclude inoltre che le misure producono un effetto di incentivazione per il beneficiario, garantendo in tal modo il buon esito del progetto.

8.3.3.4. Adeguatezza

(420) Nella sua valutazione la Commissione deve stabilire se la misura proposta sia uno strumento di intervento adeguato per conseguire il suo obiettivo, in questo caso promuovere lo sviluppo della produzione di energia nucleare per compensare una futura carenza di approvvigionamento.

(421) Nella decisione di avvio, la Commissione ha osservato che la Cechia aveva preso in considerazione diversi meccanismi di sostegno alternativi per incentivare gli investimenti nella produzione di energia nucleare, quali crediti d'imposta, meccanismi di regolazione della capacità, aiuti diretti agli investimenti, definizione di un modello di prezzi d'investimento regolamentati, ecc., che sono stati tutti considerati meno adeguati delle misure infine selezionate per fornire aiuti.

(422) La Commissione concorda sul fatto che, considerate le specificità del progetto e l'entità delle risorse finanziarie necessarie, questi altri strumenti strategici da soli non sarebbero di per sé sufficienti a conseguire gli stessi risultati. In particolare, la semplice eliminazione di una delle tre misure senza ulteriori adeguamenti lascerebbe invariati i principali rischi per l'investitore, in quanto ciascuna di esse risponde a un diverso fallimento del mercato ([181]). Non è detto che meccanismi di sostegno alternativi legati principalmente ad altre fonti di finanziamento (crediti d'imposta) riducano l'impatto sulla concorrenza. I meccanismi di regolazione della capacità e i modelli di prezzi di investimento regolamentati sono concetti generali che possono assumere molte forme. Dall'indagine formale non sono emerse prove del fatto che, per la misura concreta in questione, tali concetti avrebbero fornito soluzioni più adeguate ai fallimenti del mercato rilevati.

([181]) Decisione di avvio, punto 187.

(423) Tuttavia, nella sua decisione di avvio, la Commissione si è chiesta se la combinazione delle tre misure (ossia l'aiuto finanziario rimborsabile, l'accordo di *off-take* e la protezione in caso di cambiamento della normativa) potesse essere considerata adeguata a fornire aiuti di Stato, domandandosi se un grado più elevato di esposizione ai rischi di mercato sarebbe stato più adeguato. Più specificamente, la Commissione ha ritenuto che la combinazione delle tre misure e l'impostazione iniziale del progetto possano eliminare importanti rischi di mercato e pertanto indebolire alcuni incentivi ad adottare un comportamento concorrenziale.

(424) La Commissione ha inoltre sollevato dubbi sul fatto che la combinazione di queste tre misure sia adeguata per assicurare lo sviluppo del progetto, dal momento che in passato, per rendere possibile l'investimento, sembra essere bastato un numero inferiore di misure, forse anche meno interventiste.

(425) La Commissione si è inoltre interrogata sulla correttezza dell'equilibrio proposto dalla Cechia nell'utilizzare più strumenti, domandandosi se fosse possibile conseguire gli stessi obiettivi con minori aiuti o in modo meno distorsivo della concorrenza mediante strumenti alternativi, oppure prendendone in considerazione soltanto alcuni.

(426) Le argomentazioni delle autorità ceche a sostegno della combinazione delle misure proposte sono legate ai principali fallimenti del mercato che le misure sono volte ad affrontare come descritto nella sezione 4.1, in particolare l'ingente fabbisogno di capitale, la persistenza dell'esposizione ai segnali dei prezzi di mercato e la persistenza dell'esposizione alle decisioni politiche. La Commissione ha già riconosciuto che la presenza di tali rischi faceva sì che il progetto non sarebbe stato intrapreso da un investitore privato in normali condizioni di mercato ([182]).

(427) Come spiegato in precedenza (cfr. considerando da 83 a 106), nel corso dell'indagine formale volta a dissipare i dubbi della Commissione in relazione al grado di esposizione del progetto ai rischi di mercato, la Cechia ha introdotto un elemento di esposizione ai prezzi di mercato nella formula per il calcolo del regolamento ex post di EDU II e ha ridotto la durata dell'accordo di *off-take* a 40 anni, aumentando così l'esposizione del progetto ai rischi di mercato. Ciò fa anche sì che EDU II sia economicamente incentivata a ottimizzare la produzione di energia elettrica, portando ai massimi livelli l'immissione di energia elettrica nella rete nei periodi di prezzo elevato e riducendone invece l'immissione (e, ad esempio, programmando la manutenzione) nei periodi in cui i prezzi sono bassi. In tal modo l'effetto distorsivo della misura risulta attenuato.

(428) La Commissione ricorda inoltre di avere considerato adeguata una combinazione analoga di misure nel caso Hinkley Point C ([183]).

(429) La Commissione ritiene che la combinazione delle tre misure, così come notificate dalla Cechia nell'ambito dell'indagine formale, e la corrispondente impostazione del progetto costituiscano uno strumento adeguato per consentire l'investimento nella centrale nucleare. La Commissione ritiene che le tre misure in parallelo siano necessarie per ovviare ai fallimenti del mercato presenti nello sviluppo di nuove centrali nucleari.

(430) In primo luogo, stante la presenza di tali fallimenti del mercato dei capitali a lungo termine, la concessione dell'aiuto finanziario rimborsabile non sarebbe sufficiente, in sé, per rendere possibili gli investimenti nel nuovo nucleare, in quanto essa affronta unicamente l'esigenza di ottenere capitali per il progetto, ma non le difficoltà insite nel nucleare, come la peculiarità dei rischi derivanti dalla costruzione e da un ciclo di vita utile lungo e complesso. L'aiuto finanziario rimborsabile fornisce quasi tutto il capitale necessario per la costruzione della nuova centrale

([182]) Decisione di avvio, punto 152.

([183]) Cfr. decisione della Commissione, dell'8 ottobre 2014, sulla misura d'aiuto SA.34947 a sostegno della centrale nucleare di Hinkley Point C (considerando da 392 a 405). In particolare, nel caso di Hinkley Point C, il CfD, combinato con la garanzia di credito e con l'accordo del segretario di Stato (concernente la protezione dalle modifiche legislative e/o politiche), è stato considerato uno strumento adeguato per fornire aiuti. Per il progetto, rispetto a una garanzia statale è stato preferito il ricorso all'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i) elimina il rischio di carenza di finanziamenti commerciali per il progetto; ii) offre una soluzione più tempestiva per organizzare il pacchetto di finanziamento complessivo rispetto a uno strumento di prestito commerciale; e iii) trattandosi di un prestito diretto da parte dello Stato, l'aiuto finanziario rimborsabile comporterebbe un costo inferiore del debito, nonché commissioni più basse in relazione all'organizzazione del finanziamento e all'assunzione del relativo impegno per l'intero periodo di costruzione. Per maggiori informazioni cfr. considerando 166.

nucleare, mentre l'accordo di *off-take* consente all'investitore di impegnare capitale proprio per il progetto. L'aiuto finanziario rimborsabile, in sé, non garantirebbe tuttavia che il prestito possa essere rimborsato e periodi a basso prezzo potrebbero mettere a repentaglio la redditività del progetto. Pertanto l'aiuto finanziario in sé si basa sull'esistenza dell'accordo di *off-take* ed è intrinsecamente collegato ad esso, poiché il rating del progetto tiene conto dell'esistenza del contratto di acquisto. Solo le entrate garantite del contratto di acquisto potrebbero compensare il profilo di rischio a lungo termine del progetto.

(431) La Commissione ritiene inoltre che l'aiuto finanziario rimborsabile sia adeguato per consentire l'investimento e per affrontare i fallimenti del mercato dei capitali a lungo termine, anche rispetto a una garanzia statale su uno strumento di prestito basato sul mercato, in quanto affronta il rischio di non ottenere finanziamenti sufficienti da finanziatori privati per realizzare il progetto, garantisce un costo inferiore del debito e minori commissioni legate all'organizzazione del finanziamento e alle relative assunzioni di impegno per l'intero periodo di costruzione e richiede meno tempo per predisporre il pacchetto di finanziamento anche in caso di aumenti dei costi. Poiché un eventuale aumento del costo del capitale inciderebbe direttamente sul calcolo del prezzo di esercizio, l'aiuto finanziario rimborsabile consente di fissare un prezzo di esercizio più basso nel contratto di acquisto (cfr. considerando 171), riducendo il costo complessivo della misura.

(432) In secondo luogo, il contratto di acquisto con la durata di 40 anni risponde all'esigenza di dare stabilità e prevedibilità ai prezzi e ai tassi di rendimento del capitale proprio, che sono di particolare importanza nel caso di investimenti di queste dimensioni e durata e perciò essenziali perché l'investimento abbia luogo. In tal senso, il contratto di acquisto pone rimedio al fallimento del mercato relativo alla persistenza dell'esposizione ai segnali di prezzo di mercato sopra individuati.

(433) In terzo luogo, le compensazioni concesse in caso di forme politiche o legislative di penalizzazione discriminatoria della tecnologia nucleare (ad esempio, la protezione in caso di cambiamento della normativa) affrontano altri rischi che potrebbero essere considerati specifici al nucleare (principalmente la possibilità di blocchi dell'investimento a causa di modifiche del quadro legislativo, ad esempio per ragioni politiche). Gli adeguamenti degli elementi di input della formula del contratto di acquisto in caso di aumenti dei costi giustificati da motivi legittimi riguardano anche il rischio di aumenti dei costi inerenti agli investimenti nella produzione di energia nucleare.

(434) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che il contratto di acquisto con la durata di 40 anni, l'aiuto finanziario rimborsabile e il meccanismo di protezione in caso di cambiamenti della normativa, combinati, e così come strutturati nelle misure notificate, sono strumenti adeguati per fornire aiuti di Stato nell'ambito del progetto.

8.3.3.5. Proporzionalità

(435) Per valutare la proporzionalità di una misura, la Commissione deve garantire che una misura si limiti al minimo necessario che consente il buon esito del progetto per il conseguimento dell'obiettivo perseguito.

(436) Nella decisione di avvio la Commissione ha spiegato che la valutazione della proporzionalità deve tenere conto della combinazione delle misure di sostegno proposte dalle autorità ceche. Per quanto attiene alla proporzionalità, le misure notificate presentavano essenzialmente tre ordini di problemi pertinenti per la valutazione della Commissione.

(437) In primo luogo, la durata notificata dell'accordo di *off-take* di 60 anni è stata considerata troppo lunga, in quanto era notevolmente superiore al periodo previsto per il rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile, come pure alla durata delle misure di sostegno diretto ai prezzi di precedenti investimenti nel settore nucleare ([184]). Nella decisione di avvio, la Commissione si è chiesta se la compensazione per i costi di investimento del progetto non dovesse essere più strettamente allineata alle modalità e alla durata del rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile.

([184]) Ibidem, punti 197 e 198. Nello specifico, l'accordo di *off-take* per Hinkley Point C è stato concluso per 35 anni, mentre il periodo di rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile per Paks II era di soli 21 anni e la misura non era accompagnata da altre forme di aiuto al funzionamento.

(438) In secondo luogo, il tasso di rendimento previsto è stato considerato troppo elevato, tale da non essere in grado di evitare la sovracompensazione, tenendo conto della combinazione delle misure di sostegno notificate e del conseguente profilo di rischio del progetto. In particolare, l'accordo per l'acquisto di energia elettrica a prezzo fisso inizialmente notificato trasferiva sia i rischi di prezzo che i rischi di mercato sulla società veicolo e, di conseguenza, sullo Stato, mentre l'aiuto finanziario rimborsabile ha ridotto notevolmente il rischio di finanziamento offrendo un finanziamento a condizioni molto interessanti, senza applicazione di alcun tasso d'interesse durante il periodo di costruzione. Infine, il meccanismo di protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica garantiva protezione rispetto ai cambiamenti della linea politica e ad altri eventi al di fuori del controllo di EDU II, tra cui cambiamenti della politica nazionale ceca in materia di energia nucleare, decisioni di non concedere le altre misure di sostegno o di interrompere l'attuazione respingendo le offerte per la costruzione dell'impianto, come anche aumenti dei costi dovuti a un elenco esaustivo di motivi legittimi. Alla luce della ripartizione dei rischi tra il beneficiario e lo Stato, la Commissione ha ritenuto che l'inclusione del premio per la costruzione e il funzionamento di centrali nucleari nella stima del CAPM non fosse giustificata.

(439) La Commissione ha inoltre espresso dubbi sul fatto che il meccanismo di controllo della sovracompensazione proposto dalla Cechia sia sufficiente ad evitare sovracompensazioni, in particolare perché include una condivisione degli oneri al 50 % tra lo Stato e EDU II ([185]).

(440) In terzo luogo, la Commissione si è chiesta se la scelta dell'operatore storico ČEZ come promotore del progetto senza una procedura di selezione aperta potesse tradursi nella necessità di un sostegno maggiore di quanto sarebbe stato altrimenti.

(441) Prima di trarre conclusioni definitive sull'intero pacchetto di aiuti, nelle sezioni seguenti tali questioni saranno esaminate alla luce delle modifiche delle misure di sostegno proposte dalle autorità ceche.

8.3.3.5.1. Il contratto di acquisto

8.3.3.5.1.1. Durata del contratto di acquisto

(442) Come indicato al considerando 437, la durata notificata del contratto di acquisto di 60 anni è stata considerata troppo lunga. La Commissione ha ritenuto che la compensazione per i costi di investimento del progetto debba essere allineata alle modalità e alla durata del rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile, che nello scenario di base presentato dalle autorità ceche è di circa 30 anni.

(443) La Cechia ha affermato che tra la scadenza del contratto di acquisto e il rimborso dell'aiuto finanziario è necessario un periodo cuscinetto (periodo di «estensione») per garantire che il progetto rimanga finanziariamente sostenibile, in particolare per garantire che l'aiuto finanziario rimborsabile possa essere rimborsato integralmente durante potenziali eventi negativi. In particolare, le autorità ceche hanno presentato dati dell'Agenzia internazionale per l'energia atomica (AIEA) da cui risulta che nei recenti progetti nucleari su vasta scala è stato possibile stabilizzare il dispacciamento, e quindi conseguire il fattore di carico previsto che consentirebbe la finanziabilità del progetto, soltanto dopo molto tempo.

Tabella 9

Tempo di stabilizzazione del fattore di carico

VENDOR	NPP TYPE	COUNTRY	UNIT	DESIGN NET CAPACITY	COD	LOAD FACTOR STABILIZATION TIME
WEC	AP1000	China	SANMEN_1	1157 MWe	21 June 2018	4 years
	AP1000	China	SANMEN-2	1157 MWe	17 Aug 2018	2 years
	AP1000	China	HAIYANG-1	1126 MWe	08 Aug 2018	4 years
	AP1000	China	HAIYANG-2	1126 MWe	29 Sep 2018	2 years
EdF	EPR1750	China	Taishan-1	1660 MWe	13 Dec 2018	5 years
	EPR1750	China	Taishan-1	1660 MWe	29 May 2019	4 years
KHNP	OPR1000	S.Korea	Shin-Kori-1	998 MWe	28 Feb 2011	10 years
	OPR1000	S.Korea	Shin-Kori-1	998 MWe	20 Jul 2012	8 years
	APR1400	UAE	Barakah-1	1310 MWe	01 Apr 2021	2 years (so far)
ŠKODA Praha a.s.	VVER V320	CZ	Temelin-1	1027 MWe	10 Jun 2002	8 years
	VVER V320	CZ	Temelin-2	1029 MWe	18 Apr 2003	8 years
Source: IAEA_PRIS - Reactor Details, 20 June 2023						

([185]) Ibidem, punto 205.

(444) Le autorità ceche hanno presentato un contratto di acquisto con una durata rivista, ridotta da 60 a 40 anni, che in tal modo si avvicina alla durata dell'aiuto finanziario rimborsabile pur continuando a essere notevolmente più lunga. Sebbene, alla luce delle difficoltà tecniche registrate dopo l'avvio di altri progetti, un certo periodo di tempo per consentire la stabilizzazione del funzionamento della centrale dopo l'entrata in funzione sia giustificabile, la durata si colloca al limite superiore dei periodi osservati in altri progetti.

(445) È tuttavia importante notare che l'inizio del periodo del contratto di acquisto non coincide necessariamente con l'inizio del funzionamento della centrale elettrica. In effetti, il periodo di prelievo inizia a decorrere i) dalla data di inizio, ossia il giorno in cui avviene la prima immissione di energia elettrica dalla centrale nucleare nella rete, avendo EDU II notificato allo Stato/alla società veicolo che desidera che la data di inizio sia soggetta alle scadenze da definire nel contratto di acquisto, oppure, se precedente, ii) dalla data limite di scadenza, ossia il giorno successivo all'ultimo giorno del periodo di messa in servizio previsto, che è di cinque anni a decorrere dalla data prevista di messa in servizio (cfr. nota a piè di pagina 39). La data prevista di messa in servizio sarà prorogata per tenere conto di eventuali ritardi causati da eventi che si configurano come motivi legittimi. Pertanto, in caso di ritardi non dovuti a motivi legittimi, il periodo coperto dal contratto di acquisto è ridotto di conseguenza. Sebbene sia previsto un periodo cuscinetto di cinque anni in caso di ritardi, in considerazione dei ritardi registrati ultimamente nei progetti nucleari per generatori di terza generazione +, ritardi superiori a cinque anni rappresentano un rischio considerevole. Nel complesso, il rischio di riduzione della durata del contratto di acquisto e il tempo necessario per stabilizzare la produzione della centrale elettrica dopo l'entrata in funzione fanno sì che la durata del contratto di acquisto si avvicini al periodo di rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile.

(446) Infine, in caso di sforamento dei costi, non si può escludere che per il rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile sia in parte necessario il rifinanziamento mediante prestiti privati a condizioni di mercato. In questo caso, il rimborso del costo dell'investimento non è più direttamente collegato al periodo dell'aiuto finanziario rimborsabile (cfr. considerando 180). In particolare, qualora i ricavi di mercato durante il periodo del contratto di acquisto non fossero sufficienti a coprire i costi di rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile, per coprire una parte di tali costi si potrebbe fare ricorso a prestiti a condizioni di mercato. Il rimborso di tali prestiti a condizioni di mercato avverrebbe quindi dopo il rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile, sulla base dei ricavi di mercato nel periodo successivo al contratto di acquisto.

(447) Nel loro insieme, gli elementi di cui sopra sono sufficienti affinché la Commissione possa considerare proporzionata una durata del contratto di acquisto di 40 anni.

(448) La Commissione osserva che ciò non implica che, con una durata operativa di soli 40 anni, il progetto sarebbe redditizio. In effetti, ai fini del conseguimento del TIR del capitale proprio auspicato del [9-11] %, il modello finanziario ipotizza un ciclo di vita utile di 60 anni e fa affidamento su ricavi di mercato dopo il termine del periodo del contratto di acquisto. Dall'analisi di sensibilità emerge che, ipotizzando prezzi di mercato bassi, dopo il termine del periodo del contratto di acquisto la centrale potrebbe cessare di funzionare a causa della mancanza di incentivi finanziari (cfr. considerando 148), anche se ciò non implica che l'investimento sarebbe effettuato in considerazione di un ciclo di vita utile di soli 40 anni. Infatti, per rendere l'investimento redditizio, l'investitore deve ritenere altamente probabile un contesto di mercato che consenta di continuare a operare dopo il termine del periodo del contratto di acquisto. Il TIR auspicato è determinato per una durata del progetto di 60 anni. Se dopo la scadenza del contratto di acquisto i prezzi di mercato fossero notevolmente inferiori al previsto, ciò avrebbe un impatto negativo sul rendimento dell'investimento realizzato, portando il TIR al di sotto dell'obiettivo del [9-11] %.

8.3.3.5.1.2. Compensazione della formula per il calcolo della remunerazione

(449) Come indicato ai considerando da (88) a (91), la formula per il calcolo della remunerazione contenuta nel contratto di acquisto consta di due termini: il termine di regolamento ex post e quello di esposizione al mercato. Questa struttura assomiglia, come concezione, ai contratti bidirezionali per differenza (CfD) ([186]) e ha pertanto effetti analoghi in termini di stabilità delle entrate e di limitazione della sovracompensazione, nonché di incentivi all'efficienza operativa per la centrale elettrica. In questa sezione la Commissione valuta gli aspetti relativi alla proporzionalità (compensazione), mentre nella sezione 8.3.3.6.2 valuta gli aspetti relativi agli incentivi all'efficienza operativa.

([186]) Ad esempio, in Hinkley Point C viene utilizzata una formula CfD simile.

(450) Il termine di regolamento ex post annuale garantisce la stabilità delle entrate per la centrale elettrica, limitando nel contempo la compensazione. Il termine di regolamento copre la centrale elettrica contro il rischio posto dall'andamento incerto dei prezzi medi di mercato e, dato che è calcolato per un volume di riferimento fisso (fatte salve le rettifiche della formula di cui ai considerando 88 e 90), fornisce anche una copertura contro i rischi legati ai volumi. Da un lato, il termine di regolamento fa sì che, allo scadere di ogni anno, la centrale nucleare riceva le eventuali integrazioni ai prezzi medi di mercato necessarie per il conseguimento della remunerazione auspicata. Più precisamente, se la media annuale ex post dei prezzi orari a pronti sul mercato del giorno prima (ossia il prezzo di riferimento) è inferiore al prezzo di esercizio, l'importo del regolamento fornisce la remunerazione che il mercato non ha dato. Per contro, se il prezzo medio annuo di mercato è più che sufficiente per il conseguimento della remunerazione auspicata, il termine di regolamento fa sì che l'eccedenza (ossia la differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio) sia rimborsata dalla centrale elettrica per evitare una sovracompensazione.

(451) Per quanto riguarda gli adeguamenti del termine di regolamento ex post della formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto di cui ai considerando 88 e 90, il primo adeguamento [quando il prezzo di riferimento (p') è superiore ai costi di esercizio variabili (c)] fornisce alla centrale elettrica un'ulteriore sicurezza in termini di entrate in caso di interruzioni di funzionamento impreviste durante anni con prezzi medi di mercato elevati. Il rimborso è quindi limitato alla differenza tra il prezzo di riferimento e il prezzo di esercizio moltiplicando il quantitativo effettivo anziché il quantitativo di riferimento. Il secondo adeguamento [quando il prezzo di riferimento di mercato (p') è pari o inferiore al costo variabile di esercizio (c)] introduce un massimale al termine di regolamento e limita pertanto la sovracompensazione. Ad esempio, in situazioni di prezzi di mercato molto bassi, quando l'impianto è incentivato per fini di efficienza a ridurre la produzione, la compensazione derivante dal termine di regolamento è limitata alla differenza tra il prezzo di esercizio e i costi di esercizio per il quantitativo di riferimento. La Commissione ritiene pertanto che il termine di regolamento ex post, compresi gli adeguamenti, garantisca che la centrale non riceva una compensazione superiore a quella necessaria per il conseguimento della remunerazione auspicata, garantendo nel contempo la stabilità delle entrate e incentivi al funzionamento efficiente.

(452) Inoltre, come illustrato nella sezione 8.3.3.6.2, la formula per il calcolo della remunerazione del CfD applicata nel contratto di acquisto fornisce non tanto incentivi volti a massimizzare la produzione, quanto incentivi che spingono efficacemente la centrale elettrica a massimizzare i propri profitti. Questo effetto sulla redditività si evince anche dal fatto che le autorità ceche stimano che la centrale elettrica secondo la formula di remunerazione del CfD registrerà in media entrate più elevate e costi inferiori che non in un regime di massimizzazione della produzione (cfr. considerando 150). Di conseguenza, la sostituzione dell'approccio basato sugli accordi per l'acquisto di energia elettrica a prezzo fisso con l'approccio basato sulla formula del contratto di acquisto si traduce in un minore deficit di finanziamento (maggiori entrate previste e minori costi previsti), riducendo in tal modo il prezzo di esercizio e l'importo dell'aiuto necessario.

8.3.3.5.1.3. Meccanismo di controllo della sovracompensazione

(453) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso dubbi sul fatto che il meccanismo di condivisione degli utili azionari proposto dalla Cechia avrebbe impedito in misura sufficiente la sovracompensazione e ha ritenuto che il fattore di ripartizione 50/50 non fosse in linea con la distribuzione dei rischi tra il beneficiario e lo Stato, come previsto dalla misura inizialmente notificata.

(454) In primo luogo, la Commissione ricorda che, come spiegato nella sezione precedente, il metodo di remunerazione rivisto previsto dal contratto di acquisto attenua il rischio di sovracompensazione in situazioni di prezzi di mercato elevati, in quanto il gestore è tenuto a restituire alla società veicolo i ricavi di mercato che superano il prezzo di esercizio del contratto di acquisto. Si dà atto che una remunerazione basata su un prezzo fisso per unità di energia elettrica prodotta, come inizialmente notificato dalla Cechia, avrebbe avuto un effetto analogo, sebbene applicata per un periodo più lungo (ossia il ciclo di vita della centrale rispetto alla durata massima di 40 anni prevista nel contratto di acquisto). La Commissione osserva tuttavia che i risultati della modellizzazione mostrano che gli incentivi all'efficienza operativa integrati nella formula riveduta per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto si tradurranno probabilmente in riduzioni del prezzo di esercizio rispetto a un accordo di *off-take* a prezzo fisso, grazie a minori costi di esercizio e rendimenti di mercato più elevati, e quindi in livelli di sostegno inferiori per tutta la durata del contratto di acquisto.

(455) In secondo luogo, per quanto riguarda il fattore di ripartizione degli utili, la Commissione osserva che la Cechia mantiene una ripartizione 50/50 durante il contratto di acquisto e la porta a un rapporto 60/40 con un leggero aumento in favore del beneficiario nei 20 anni successivi alla scadenza del contratto di acquisto. La Cechia giustifica tale aumento con la necessità di tenere conto della maggiore esposizione del beneficiario al rischio dei prezzi di mercato. La Commissione concorda sul fatto che la riduzione della durata del contratto di acquisto a 40 anni aumenta il profilo di rischio complessivo del progetto in quanto introduce un rischio relativo ai prezzi di mercato per un periodo considerevole che copre un terzo della durata prevista dell'attività. La Commissione ritiene pertanto che i fattori rivisti di ripartizione degli utili siano in linea con il profilo di rischio complessivo più elevato del progetto risultante dagli adeguamenti della misura 1, in particolare la riduzione della durata del sostegno diretto ai prezzi. Il meccanismo di condivisione degli utili azionari garantirà che gli eventuali movimenti al rialzo in favore di EDU II siano condivisi con lo Stato, facendo nel contempo in modo che quest'ultima sia sufficientemente incentivata a cercare di realizzare tali maggiori profitti, ad esempio attraverso riduzioni dei costi.

(456) La Cechia sottolinea che, anche con il leggero adeguamento successivo al contratto di acquisto, il fattore di ripartizione proposto prevede una maggiore ripartizione tra il gestore e lo Stato (ossia 50/50 durante il contratto di acquisto e 60/40 per il resto della durata di vita della centrale nucleare) rispetto a un precedente investimento nella centrale nucleare di Hinkley Point C (HPC), in cui la Commissione ha valutato come proporzionato un fattore di ripartizione iniziale di 70/30, applicabile a partire da un TIR del progetto più elevato rispetto al caso in esame. La Commissione osserva che il meccanismo di condivisione degli utili azionari di HPC si basava in realtà su due soglie, in base alle quali i fattori di ripartizione tra il beneficiario e lo Stato passavano da 70/30 a 40/60 quando il TIR del capitale proprio realizzato superava la seconda soglia (più elevata). Pertanto il meccanismo di condivisione degli utili azionari di HPC non prevede, in tutte le circostanze possibili, un fattore di ripartizione meno favorevole per lo Stato rispetto al progetto. Allo stesso tempo, la Commissione ritiene che il meccanismo di condivisione degli utili di HPC non sia necessariamente un buon parametro di riferimento per valutare il meccanismo di controllo della sovracompensazione proposto per il progetto, in quanto i progetti presentano differenze significative per quanto riguarda i profili di rischio, le condizioni di mercato e i pacchetti di sostegno.

(457) In terzo luogo, le autorità ceche hanno fatto riferimento anche alla selezione per i servizi EPC mediante una procedura di gara competitiva che, a loro avviso, incorpora un meccanismo di mercato, eliminando potenziali imprevisti ingiustificati nelle ipotesi sul costo di investimento sottostanti del modello finanziario. La Commissione concorda sul fatto che l'esecuzione di una procedura competitiva per la selezione del contraente EPC, in cui i potenziali fornitori presentano offerte concorrenti per aggiudicarsi il contratto, garantisce probabilmente un miglior rapporto qualità/prezzo rispetto, ad esempio, a un'aggiudicazione diretta (ossia senza concorrenza) del contratto EPC. Pertanto il fatto che i costi di investimento utilizzati nel modello finanziario per calibrare il prezzo di esercizio del contratto di acquisto siano determinati nell'ambito di una procedura di gara competitiva può contribuire a ridurre i rischi di sovracompensazione.

(458) La Commissione osserva che i guadagni della società veicolo derivanti dagli adeguamenti legati alla sovracompensazione assumeranno la forma di un pagamento forfettario da parte del beneficiario alla società veicolo o comporteranno una riduzione del prezzo di esercizio del contratto di acquisto, riducendo in tal modo il livello del sostegno necessario da parte dello Stato per l'intero periodo di funzionamento dell'impianto.

(459) Alla luce delle argomentazioni di cui sopra, la Commissione ritiene che i meccanismi di controllo della sovracompensazione previsti dalla formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto e dal meccanismo rivisto di condivisione degli utili azionari siano adeguati e in linea con la distribuzione dei rischi tra il beneficiario e lo Stato.

8.3.3.5.2. Ipotesi iniziali e analisi degli scenari nel modello finanziario

(460) Le autorità ceche hanno presentato una serie di ipotesi basate su parametri non ancora noti, ma che hanno un impatto considerevole sul prezzo di esercizio. Si tratta in particolare delle aspettative sui prezzi di mercato, la disponibilità dell'impianto, i costi di costruzione, i costi di esercizio, i costi di disattivazione e i costi di capitale.

(461) Tali ipotesi sono utilizzate come input nel modello finanziario per calcolare il prezzo di esercizio attualmente atteso (cfr. sezione 3.6.2), con l'obiettivo di conseguire un TIR del capitale proprio del [9-11] % per l'intera durata operativa del progetto. Il prezzo di esercizio si ricava quindi dal modello finanziario e sarà calcolato di conseguenza.

(462) Alcune ipotesi hanno anche un impatto diretto sul TIR previsto del capitale proprio. Sebbene il modello miri generalmente al conseguimento di un TIR del capitale proprio auspicato pari al [9-11] %, variazioni dei parametri di input non ancora noti possono determinare scostamenti da tale TIR del capitale proprio auspicato. A titolo di esempio:

a) se la disponibilità tecnica scende al di sotto della disponibilità di riferimento del [70-100] %, impedendo così all'impianto di produrre nei periodi in cui il costo *c* è inferiore al prezzo di mercato *p*, ne derivano rendimenti inferiori; se ciò si verifica a causa di motivi non legittimi, ne deriva una riduzione del TIR del capitale proprio;

b) se i prezzi di mercato *p* sono, per gran parte della durata del progetto, inferiori ai costi di esercizio *c*, la centrale elettrica non sarà operativa. In questo caso, la seconda parte della formula per il calcolo della remunerazione limita la compensazione, riducendo il TIR del capitale proprio a un livello atteso del […] %;

c) se, invece, i prezzi di mercato dopo il termine del periodo del contratto di acquisto fossero notevolmente più elevati di quanto previsto nello scenario base, ne deriverebbero rendimenti superiori al TIR del capitale proprio auspicato del [9-11] %. In tale situazione, si applicherebbe il meccanismo di condivisione degli utili, lasciando il 60 % di tali rendimenti in eccesso a EDU II e restituendo il 40 % allo Stato.

(463) Per i motivi di cui sopra, per garantire un rendimento proporzionato per il progetto, sono estremamente importanti ipotesi credibili, anche per quanto riguarda i prezzi di mercato futuri, i costi di costruzione, i costi di esercizio, la disponibilità dell'impianto, i costi di disattivazione e altri parametri pertinenti, quali le spese in conto capitale e il finanziamento del progetto. Tuttavia, per quanto riguarda i progetti di nuove centrali nucleari, molte di queste ipotesi sono soggette a una notevole incertezza. Nel recente passato in diversi progetti europei le ipotesi sui costi di costruzione delle centrali nucleari di generazione III + sono risultate inaffidabili. È difficile fare stime dei costi su un ciclo di vita operativa di 60 anni. Lo stesso vale per previsioni dei prezzi di mercato che arrivano fino alla fine del secolo. In tale contesto, le autorità ceche devono non solo garantire che le ipotesi alla base dell'atto di concessione iniziale siano credibili, ma anche che, qualora si rendano necessari, gli aggiornamenti di tali parametri siano eseguiti in modo prevedibile, trasparente, obiettivo e verificabile.

(464) Le autorità ceche hanno presentato ipotesi sui vari parametri di input del modello finanziario relativi alle entrate e ai costi, come indicato nella sezione 3.6.6.

(465) Per quanto riguarda le stime dei prezzi di mercato, va osservato che non esiste un prezzo di mercato a termine disponibile con un orizzonte temporale tanto lungo da coprire il periodo successivo al contratto di acquisto. Mentre durante il periodo del contratto di acquisto gli effetti degli scostamenti dalle previsioni dei prezzi di mercato sono ampiamente compensati dagli effetti del contratto di acquisto, che protegge EDU II dagli scostamenti dai prezzi medi, lo stesso non può dirsi per il periodo successivo al contratto di acquisto. Le autorità ceche si sono basate sulle ipotesi commerciali di ČEZ per l'evoluzione dei prezzi medi annui del mercato dell'energia elettrica nella Repubblica ceca tra il 2035 e il 2050. Per il periodo 2051-2096, che comprende il periodo successivo al contratto di acquisto, per coprire l'intero ciclo di vita utile previsto dell'impianto, le autorità ceche ipotizzano una diminuzione graduale dei prezzi di mercato a un ritmo costante del […] % all'anno, per tenere conto della prevista tendenza al ribasso dei prezzi di mercato nel lungo periodo dovuta all'aumento delle fonti energetiche rinnovabili nel sistema. In assenza di adeguamenti per l'inflazione, l'ipotesi del prezzo medio di mercato parte da […] EUR/MWh nel 2036, per scendere a […] EUR/MWh entro il 2050 e diminuire gradualmente attestandosi a […] EUR/MWh nel 2076 e a […] EUR/MWh nel 2096.

(466) La Commissione non può prevedere con certezza se saranno questi i prezzi effettivamente applicati sul mercato. Nella valutazione d'impatto del 2016 che accompagna il regolamento (UE) 2019/943 sull'energia elettrica (rifusione), si afferma che «si prevede che nel 2050 la quota di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (E-FER) si avvicini al 60 %. In questo caso il differenziale tra i prezzi del carico di base e del carico di punta aumenta in modo significativo, principalmente a causa dei prezzi del carico di base più bassi rispetto ai periodi precedenti. I prezzi medi di mercato del giorno prima rimangono tuttavia elevati per tutto l'orizzonte di proiezione, in quanto la generazione termica dovrebbe essere ancora marginale (determinando quindi il prezzo di

mercato del giorno prima) per la maggior parte delle ore dell'anno» ([187]). In base a tali ipotesi, il modello della valutazione d'impatto prevedeva che i prezzi medi di mercato del giorno prima nell'UE sarebbero saliti da 74 EUR/MWh nel 2020 a 118 EUR/MWh nel 2035, per poi rimanere relativamente stabili, attestandosi a 122 EUR/MWh nel 2050. Stando alla valutazione del 2016, la previsione di un lento calo dei prezzi a partire dal 2036 non sarebbe quindi in linea con gli studi condotti dalla Commissione.

(467) Tuttavia da allora l'ambizione relativa alla quota di energia da fonti rinnovabili è notevolmente aumentata. La direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili adottata nel 2018 e quindi preparata parallelamente alla suddetta valutazione d'impatto prevedeva un obiettivo del 30 % di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale di energia entro il 2030. La stessa direttiva riveduta, adottata nel 2023, porta l'obiettivo vincolante dell'UE in materia di energia rinnovabile per il 2030 a un minimo del 42,5 %, con l'obiettivo di raggiungere il 45 %. La normativa europea sul clima ([188]) stabilisce che l'equilibrio tra le emissioni e gli assorbimenti di tutta l'Unione dei gas a effetto serra disciplinati dalla normativa unionale deve essere raggiunto nell'Unione al più tardi nel 2050, così da realizzare l'azzeramento delle emissioni nette entro tale data, e successivamente l'Unione mira a conseguire emissioni negative. Questa maggiore ambizione in materia di produzione di energia rinnovabile, che è per lo più una produzione a basso costo marginale, e gli obiettivi di decarbonizzazione fanno sì che l'ipotesi alla base della valutazione del 2016 secondo cui «la generazione termica dovrebbe essere ancora marginale (determinando quindi il prezzo di mercato del giorno prima) per la maggior parte delle ore dell'anno» non possa essere data per scontata già per l'orizzonte del 2050. Sebbene non si possa escludere che la produzione di energia a costi marginali elevati continui a svolgere un ruolo importante (ad esempio tramite l'utilizzo della tecnologia di cattura e stoccaggio del carbonio o consumando combustibili a basse emissioni di carbonio come l'idrogeno), altri scenari plausibili possono prevedere una quota elevata di ore con costi marginali molto bassi. In effetti si tratta di un dato già osservabile per brevi periodi di tempo in alcune parti del mercato dell'energia elettrica dell'Unione ([189]). Trattandosi di uno scenario che eccezionalmente si verifica già ora, in periodi caratterizzati da una produzione di energia da fonti rinnovabili elevata e da una domanda scarsa, una situazione di questo tipo può essere considerata uno dei vari scenari plausibili per il periodo successivo al termine del contratto di acquisto, che inizierà nel 2078. Le autorità ceche non sostengono però che i prezzi dell'energia elettrica saranno presumibilmente in media prossimi allo zero dopo la scadenza del contratto di acquisto. Ipotizzano invece una lenta diminuzione dei prezzi medi ([190]), che nel 2096 raggiungeranno comunque una media di […] EUR/MWh.

(468) Per dimostrare l'impatto delle diverse ipotesi di prezzo sul modello, le autorità ceche hanno presentato analisi di sensibilità ai prezzi all'interno del modello finanziario, avvalendosi di ulteriori scenari che ipotizzano aspettative di prezzi medi di mercato costanti su base annua che partono da meno di 10 EUR per MWh e arrivano a 150 EUR per MWh. Negli scenari che prevedono prezzi di mercato inferiori a 10 EUR/MWh, pari a 10 EUR/MWh e a 20 EUR/MWh, dopo la scadenza del contratto di acquisto si prevede che la centrale sia disattivata, in quanto le entrate sarebbero inferiori ai costi di esercizio. In una situazione di questo tipo, non vi è alcun rischio di sovracompensazione. Se, invece, i prezzi dell'energia elettrica fossero notevolmente più elevati di quanto ipotizzato, ne deriverebbe un aumento del TIR. Tuttavia, se il TIR supera il tasso auspicato del [9-11] %, si applica un meccanismo di condivisione degli utili, in base al quale lo Stato recupera il 40 % dei rendimenti aggiuntivi da EDU II. Di conseguenza, se i prezzi dell'energia elettrica per l'intero ciclo di vita della centrale fossero pari a 150 EUR/MWh, il TIR del capitale proprio per l'intero ciclo di vita del progetto sarebbe del […] % prima dell'applicazione del meccanismo di condivisione degli utili e del […] % dopo la condivisione degli utili. In tal modo si garantisce che, anche in caso di prezzi dell'energia elettrica notevolmente più elevati del previsto, gli eventuali rischi di sovracompensazione risultino limitati.

(469) Sulla base delle considerazioni di cui sopra, le ipotesi sui prezzi dell'energia elettrica sono pertanto plausibili e l'applicazione di un meccanismo di condivisione degli utili a eventuali ricavi eccedenti derivanti dall'aumento dei prezzi dell'energia elettrica, in particolare dopo il periodo del contratto di acquisto, garantisce la proporzionalità sotto questo profilo.

(470) Altre ipotesi fondamentali (in particolare sui costi di costruzione e sulla disponibilità) si basano sulle esperienze di altri progetti e sulle descrizioni delle capacità tecniche da parte dei fornitori di tecnologia. Nel caso in cui le ipotesi utilizzate nello scenario di base si rivelassero eccessivamente ottimistiche, ne deriverebbe un TIR stabile (nel caso in cui gli aumenti dei costi siano giustificati da motivi legittimi, senza quindi incidere sul TIR) o una riduzione del TIR.

([187]) Sezione 6.2.6.4, Livello e volatilità dei prezzi all'ingrosso, *Commission Staff Working Document Impact Assessment* che accompagna la proposta di direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica (rifusione), SWD/2016/0410 final - 2016/0379, 30 novembre 2016.

([188]) Regolamento (UE) 2021/1119 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 30 giugno 2021, che istituisce il quadro per il conseguimento della neutralità climatica e che modifica il regolamento (CE) n. 401/2009 e il regolamento (UE) 2018/1999 («Normativa europea sul clima»), (GU L 243 del 9.7.2021, pag. 1).

([189]) A titolo di esempio, i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima nella penisola iberica sono stati inferiori a 10 EUR/MWh nel 63 % delle ore delle tre settimane tra il 26 febbraio e il 17 marzo 2024; fonte: piattaforma per la trasparenza dell'ENTSO-E.

([190]) Il lento calo annuo dell'[1-2] % registrato nei prezzi del 2020 è sovracompensato in valore nominale dall'inflazione ipotizzata del 2 %, per cui in questo periodo si ipotizza un lento aumento dei prezzi in valori nominali.

Sulla base delle informazioni tratte dalle esperienze di altri recenti progetti nucleari, le autorità ceche hanno fornito motivi sufficienti per ritenere improbabile una riduzione significativa dei costi. Anche in tal caso, se tale riduzione dei costi dovesse tradursi in un aumento del TIR, tale aumento sarebbe contenuto dal meccanismo di condivisione degli utili. Sebbene sussista un forte rischio di aumento dei costi oltre le ipotesi dello scenario di base, ciò non si tradurrebbe in una sovracompensazione.

(471) Per quanto riguarda i costi di finanziamento, la previsione è molto più affidabile rispetto agli elementi tecnici: si basa sul costo di finanziamento chiaramente definito nell'ambito dell'aiuto finanziario rimborsabile. Le ipotesi sul rifinanziamento privato possono incidere meno sul TIR, ma partono da maggiorazioni del tasso dell'aiuto finanziario rimborsabile. Su tale base, le ipotesi sui costi di finanziamento sono sufficientemente plausibili.

(472) Il modello finanziario, descritto nella sezione 3.6.2, è utilizzato per calcolare il prezzo di esercizio necessario per raggiungere un TIR del capitale proprio del [9-11] % per l'intera durata operativa del progetto. Nello scenario iniziale (o di base), il modello finanziario utilizza come input diverse ipotesi, molte delle quali saranno aggiornate dopo la conclusione del contratto EPC. Come descritto in precedenza, la Commissione ritiene plausibili queste ipotesi iniziali. Il processo di aggiornamento si basa sull'elenco dei parametri di cui all'allegato. In tale elenco esaustivo sono indicati i parametri che possono essere aggiornati e determinare un adeguamento (sia al rialzo che al ribasso) del prezzo di esercizio al fine di mantenere il TIR del capitale proprio auspicato. Il processo di aggiornamento è pertanto sufficientemente trasparente e prevedibile.

(473) La Commissione ha valutato il funzionamento del modello finanziario e ritiene opportuno calcolare il prezzo di esercizio minimo necessario per conseguire il rendimento auspicato, utilizzando diverse variabili di input. La Commissione ha accertato che la stima di un prezzo iniziale di esercizio compreso tra [65-80] EUR con il conseguimento del rendimento auspicato del [9-11] % elaborata sulla base del modello finanziario tiene conto delle ipotesi iniziali, compreso il funzionamento a inseguimento del carico descritto al considerando 149.

(474) La Commissione ha inoltre accertato che il modello finanziario può tenere conto di una serie di ipotesi (scenari) per le variabili di input e che il TIR del capitale proprio stimato dal modello finanziario reagisce di conseguenza. Inoltre la Commissione ha accertato che il modello finanziario può essere utilizzato per ricavare il prezzo di esercizio necessario per conseguire il rendimento auspicato in questi diversi scenari.

(475) La Commissione conclude pertanto che il modello finanziario del progetto, compresi il suo funzionamento e le ipotesi sottostanti, è plausibile e adeguato per garantire il rendimento auspicato proposto per il progetto.

8.3.3.5.3. Analisi comparativa dei tassi di rendimento

8.3.3.5.3.1. Introduzione

(476) In questa sezione la Commissione esamina la sua valutazione del tasso di rendimento (RoE) dell'investimento in EDU II. Al fine di garantire la proporzionalità della misura di aiuto di Stato ed evitare una sovracompensazione, la misura di aiuto di Stato deve garantire il tasso di rendimento minimo necessario affinché il beneficiario investa in EDU II. In altre parole, il tasso minimo che permette di colmare il deficit di finanziamento del progetto. Il deficit di finanziamento è definito come la differenza tra il valore attuale netto (VAN) dello scenario di fatto e di quello dello scenario controfattuale ed è al tempo stesso l'importo minimo dell'aiuto di Stato necessario affinché la misura abbia un effetto di incentivazione sull'impresa e l'importo massimo dell'aiuto di Stato proporzionato per stimolare gli investimenti.

(477) Il concetto di deficit di finanziamento è profondamente radicato nel normale processo decisionale delle imprese. Quando decidono se intraprendere un progetto, le imprese che mirano a massimizzare i profitti valutano il valore generato dal progetto in questione rispetto a linee d'azione alternative e scelgono quella con il rendimento atteso più elevato. Pertanto, affinché le imprese siano disposte a intraprendere un progetto che non corrisponde a quello con il rendimento atteso più elevato, potrebbe essere necessario incentivarle mediante aiuti di Stato che coprano il deficit di finanziamento.

(478) Nel caso di specie, lo scenario fattuale prevede l'investimento nel progetto relativo a EDU II, mentre lo scenario controfattuale ne prevede l'assenza. Il modello finanziario della Cechia fornisce il valore atteso del progetto relativo a EDU II alla data di valutazione, il 31 dicembre 2023, attualizzando i flussi di cassa positivi e negativi che il progetto dovrebbe generare nel corso della sua durata. Il modello finanziario della Cechia per lo scenario fattuale (ossia l'investimento in EDU II) mostra che le misure di aiuto di Stato proposte danno luogo a un VAN dello scenario fattuale pari a zero e che tali misure di aiuto di Stato sono dimensionate in tal senso (vale a dire che il prezzo di esercizio del contratto di acquisto è calcolato in modo che il VAN del progetto, compreso l'aiuto, sia pari a zero). In questo caso, lo scenario controfattuale prevede l'assenza di investimenti (ossia un VAN dell'investimento controfattuale pari a zero). Il fatto che il VAN dello scenario fattuale comprendente l'aiuto di Stato proposto e il VAN dello scenario controfattuale siano gli stessi significa che le misure di aiuto di Stato proposte colmano il deficit di finanziamento, incentivando l'investimento in EDU II senza generare alcuna sovracompensazione ([191]).

(479) Un VAN nullo dello scenario fattuale (nell'investimento in EDU II, ottenuto includendo le misure di aiuto di Stato) implica che il WACC del progetto, o costo del capitale, e il tasso interno di rendimento del progetto (TIR del progetto), o rendimento del progetto, siano gli stessi. Il WACC è la media ponderata del costo del capitale proprio (CoE) e del costo del capitale di debito (CoD), come illustrato nella sezione 3.6.5. Pertanto il tasso di rendimento del progetto tiene conto dell'intera struttura del capitale utilizzato per finanziare il progetto, vale a dire il capitale proprio apportato dagli azionisti e il capitale di debito raccolto presso i finanziatori.

(480) Nel caso di EDU II, la Commissione si è concentrata sulla valutazione del RoE auspicato, perché, in questo caso, il capitale è apportato da ČEZ, mentre il debito è erogato dallo Stato (aiuto finanziario rimborsabile) a un tasso di interesse agevolato (cfr. sezione 3.7). Il debito, o prestito, a tasso agevolato e il contratto per differenza, attraverso il prezzo di esercizio, sono le misure che colmano il deficit di finanziamento del progetto relativo a EDU II. Pertanto stabilendo la proporzionalità del costo del capitale proprio si garantisce la proporzionalità dell'aiuto di Stato complessivo.

(481) La stima del costo del capitale proprio è quindi volta a valutare se il rendimento degli azionisti sia proporzionato. Dato il costo del capitale di debito dell'aiuto finanziario rimborsabile, una volta che il RoE auspicato è risultato proporzionato, il prezzo minimo del contratto per differenza è calibrato in modo che l'aiuto di Stato complessivo colmi il deficit di finanziamento, ossia produca un VAN nullo per lo scenario fattuale ([192]). In altre parole, la proporzionalità degli aiuti di Stato è garantita mediante la calibrazione del prezzo di esercizio, considerati il costo del debito sovvenzionato e il RoE proporzionato. Per questi motivi, nel resto della presente sezione la Commissione si concentra sulla valutazione della proporzionalità del RoE auspicato.

8.3.3.5.3.2. Valutazione

8.3.3.5.3.2.1. Premio separato per il maggior rischio

(482) Nella decisione di avvio, la Commissione ha espresso dubbi sulla proporzionalità del RoE auspicato proposto dalla Cechia e, in particolare, sulla necessità di includere un premio separato per il maggior rischio (SMRP) compreso tra il 3 e il 3,5 % in aggiunta al rendimento di base ([193]).

(483) Per quanto riguarda l'SMRP, la Cechia ha affermato che le centrali nucleari presentano determinate caratteristiche e rischi unici rispetto ad altri progetti di produzione di energia, che devono essere presi in considerazione attraverso l'inclusione di un premio separato per il maggior rischio nel RoE risultante dal CAPM. Il coefficiente compreso tra il 3 e il 3,5 % stimato dalla Cechia terrebbe conto di tali rischi, che non sono rilevati dalle stime del beta di imprese diversificate del settore energetico che operano sotto forme più tradizionali di società di produzione di energia e di servizi di reti regolamentati ([194]).

([191]) Il VAN nullo dello scenario controfattuale significa che, in tale scenario, la società è disposta a portare avanti un progetto che offre un rendimento del capitale che è uguale al costo del capitale stesso (ossia WACC = TIR del progetto). Pertanto, dato che in questo caso il deficit di finanziamento è uguale al VAN dello scenario fattuale, il fatto che l'aiuto di Stato garantisca che il VAN dello scenario fattuale sia pari a zero consente di ipotizzare che anche nello scenario fattuale il WACC sia uguale al TIR del progetto, in linea con lo scenario controfattuale.

([192]) Con un tasso di attualizzazione, ossia il WACC, che tiene conto del costo del debito e del costo del capitale proprio pertinenti.

([193]) Decisione di avvio, punto 67.

([194]) Decisione di avvio, punto 69.

(484) Nella decisione di avvio, la Commissione ha messo in dubbio la necessità di un premio separato per il maggior rischio, tenuto conto delle tre misure di aiuto proposte per far fronte ai rischi associati alle centrali nucleari. La Commissione ha affermato che i rischi sostenuti dall'investitore, tenuto conto della protezione fornita attraverso il contratto di acquisto, l'aiuto finanziario rimborsabile e l'IA, si riflettono nel RoE risultante dal CAPM e pertanto nutriva dubbi sulla necessità di un premio di rischio supplementare ([195]).

(485) Dopo la decisione di avvio, il 25 settembre 2023 la Cechia ha presentato un documento volto a giustificare l'inclusione di un SRMP ([196]). La Commissione osserva che i riferimenti bibliografici forniti dalla Cechia in tale comunicazione ([197]) non sostengono l'inclusione di alcun premio di questo tipo quando è previsto un intervento statale. Ciò in ragione del fatto che l'aiuto di Stato elimina la necessità di una remunerazione più elevata, in quanto esclude almeno una parte dei rischi che sarebbero altrimenti specifici per i progetti di investimento nel settore nucleare. Inoltre né nel caso di Hinkley Point C, né in quello di Paks II ([198]) sono stati inclusi premi separati per il maggior rischio. Pertanto la Commissione conclude che l'aggiunta dell'SMRP all'intervallo stimato del costo del capitale proprio non sarebbe proporzionata nel caso di specie.

(486) Nel corso dell'inchiesta, le autorità ceche hanno convenuto che nel calcolo del costo del capitale proprio non si terrà conto di alcun SMRP. Il dubbio relativo all'inclusione di un SMRP sollevato nella decisione di avvio del procedimento è pertanto risolto.

8.3.3.5.3.2.2. Tasso auspicato di rendimento del capitale proprio

(487) Nella presente sezione, la Commissione valuta se il RoE auspicato del [9-11] % sia proporzionato. A tal fine, la Commissione confronta il RoE auspicato della Cechia con un intervallo di valori del costo del capitale proprio basati sul mercato. Un RoE auspicato superiore all'intervallo indica un rendimento sproporzionatamente elevato, un RoE auspicato inferiore all'intervallo indica un rendimento sproporzionatamente basso (ossia un rendimento che un investitore operante in un'economia di mercato non accetterebbe).

(488) Per stimare tale intervallo di valori del costo del capitale proprio basati sul mercato, la Commissione segue l'approccio CAPM standard ([199]) da cui si ottiene un costo del capitale proprio teorico, o un intervallo di valori del costo del capitale proprio, stimando ciascuna delle sue componenti sulla base dei dati di mercato. Inoltre la Commissione ha condotto una valutazione comparativa della propria analisi, mettendo a confronto l'intervallo di valori del costo del capitale proprio ricavato con quello di settori comparabili al nucleare e, di conseguenza, a EDU II.

(489) Una volta stimato l'intervallo di valori del costo del capitale proprio, la Commissione trae le sue conclusioni sulla proporzionalità del RoE auspicato. Infine la Commissione valuta come eventuali variazioni dei costi e del calendario inciderebbero sul RoE auspicato.

8.3.3.5.3.3. Stima del costo del capitale proprio (CoE)

(490) In questa sezione la Commissione stima il proprio valore di riferimento per il costo del capitale proprio, nonché un relativo intervallo di valori. L'intervallo di valori del costo del capitale proprio è determinato individuando uno scenario «minimo» e uno scenario «massimo». Per ciascuno dei parametri del costo del capitale proprio, la Commissione spiega i motivi per cui accetta o confuta le ipotesi della Cechia e fornisce parametri di riferimento basati su fonti ampiamente accettate.

(491) La metodologia utilizzata dalla Commissione per la stima del costo del capitale proprio si basa sulla formula standard CAPM, utilizzata anche dalla Cechia e descritta nella sezione 3.6.5.1. La Commissione ha stimato i parametri del costo del capitale proprio nel modo illustrato di seguito.

(492) Per quanto riguarda l'RfR, la Commissione osserva che la Cechia ne ha stimato l'intervallo, basandosi sulle medie biennali e ventennali di titoli di Stato dell'area dell'euro a 30 anni, di titoli di Stato tedeschi a 30 anni e di obbligazioni societarie europee con rating AAA con scadenza superiore a 10 anni, aggiungendo poi un premio per tradurre tali medie in un intervallo dell'RfR per la Repubblica ceca ([200]). La Commissione ritiene più opportuno non

([195]) Decisione di avvio, punto 207.
([196]) Cfr. osservazioni della Cechia del 25 settembre 2023.
([197]) Cfr. osservazioni della Cechia del 25 settembre 2023, tabella 15 «Studi sul premio di rischio».
([198]) Decisione relativa a Paks II, considerando 258. Nella decisione relativa a Hinkley Point C non è menzionato alcun SMRP o un tipo di premio analogo.
([199]) Questo approccio si basa sulla formula di Harris-Pringle ed è descritto nella sezione 3.6.5.
([200]) Per maggiori dettagli cfr. la sezione 3.6.5.1.

considerare le obbligazioni societarie come indicatori per l'RfR, in quanto non possono essere considerate prive di rischio. Inoltre la Commissione ritiene più adeguato esaminare i dati contemporanei semestrali e annuali, rispetto ai dati biennali o ventennali ([201]). La Commissione stima pertanto l'RfR prendendo in considerazione una media dei rendimenti dei titoli di Stato tripla A a 30 anni della Germania e dell'area dell'euro su un periodo di 6 mesi che inizia a decorrere dal luglio 2023 e su un periodo di 12 mesi che inizia a decorrere dal gennaio 2023. Tali medie sono pari rispettivamente al 2,72 % e al 2,55 % ([202]). Aggiungendo il premio di rischio dello 0,6 % ([203]) agli RfR così ricavati, la Commissione ottiene un intervallo di RfR corretto compreso tra il 3,09 % e il 3,26 %. In un'ottica prudenziale, la Commissione adotta l'ipotesi del 2,3 % della Cechia nello scenario «minimo», l'ipotesi del 2,72 % nello scenario di base e l'ipotesi del 3,26 % nello scenario «massimo». Pertanto l'intervallo dell'RfR calcolato dalla Commissione è compreso tra il 2,30 % e il 3,26 %, rispetto al [2-5] % calcolato dalla Cechia.

(493) Per il premio per il rischio di mercato, la Cechia ipotizza un intervallo compreso tra il [5 e il 7] %, sulla base dei dati tratti dalle banche dati di Damodaran e di Fernandez (come illustrato nella sezione 3.6.5.1), che sono ampiamente riconosciute e utilizzate nel mondo della finanza e delle imprese. La Commissione ritiene tali fonti affidabili e ipotizza, nello scenario minimo, la media dei dati di Damodaran (5,6 % ([204])) e nello scenario massimo una percentuale prudente per la Cechia del 6,3 % ([205]). Nello scenario di base, la Commissione utilizza un prudente 6,1 %, ossia la media aritmetica dei dati di Damodaran e di Fernandez ([206]).

(494) Per il beta unlevered, la Commissione ha valutato la metodologia presentata dalla Cechia, che si basa su una media ponderata di beta di un gruppo di imprese comparabili da cui risulta un beta di […] ([207]). La Commissione ha constatato che tale metodologia è in linea con quelle ampiamente riconosciute. ([208]) La Commissione ritiene si tratti di un valore prudente rispetto alle informazioni del settore fornite da Damodaran, che stima un beta unlevered medio di 0,54 per un campione di società elettriche ([209]). La Commissione ipotizza il beta della Cechia pari a 0,54 nello scenario massimo. Tuttavia, in un'ottica di prudenza, nello scenario di base e nello scenario minimo la Commissione ipotizza un beta pari a 0,51, rispetto a […] della Cechia ([210]). Questo beta è il risultato di una valutazione prudente sulla base dei dati forniti dalla Cechia ([211]), ([212]). Va osservato che, a fini di prudenza, per la

([201]) Questo approccio è anche in linea con l'approccio adottato dalla Commissione nella decisione Paks II.

([202]) Per il rendimento dei titoli di Stato tripla A a 30 anni dell'area dell'euro, i dati sono tratti dal portale dati della BCE, «Yield curve spot rate, 30-year maturity - Government bond, nominal, all issuers whose rating is triple A - Euro area» (https://data.ecb.europa.eu/data/datasets/YC/YC.B.U2.EUR.4F.G_N_A.SV_C_YM.SR_30Y). Per il rendimento dei titoli di Stato tedeschi a 30 anni, i dati sono tratti dal sito web della Deutsche Bundesbank, «Daily yield of the current 30 year federal bond, time series BBSSY.D.REN.EUR.A640.000000WT3030.A» (Daily yields of current Federal securities | Deutsche Bundesbank).

([203]) Per maggiori dettagli cfr. la sezione 3.6.5.1.

([204]) Cfr. la nota a piè di pagina 65 per i dettagli sul modo in cui è stato stimato tale valore.

([205]) Si tratta di una percentuale prudente rispetto all'indagine più recente di Fernandez sull'MRP, pubblicata nel giugno 2022, che indica un MRP mediano del 6,7 %. Cfr. la nota a piè di pagina 66 per ulteriori dettagli.

([206]) Media del 5,6 % di Damodaran e del 6,7 % di Fernandez. Questo approccio è in linea con quello della Commissione nella decisione relativa a Paks II.

([207]) Per maggiori dettagli cfr. la sezione 3.6.5.1.

([208]) Questa metodologia utilizzata dalla Cechia consiste nell'utilizzare i beta calcolati tramite la regressione su archi temporali rispettivamente di due anni e di cinque anni, ponderando i 2/3 dei primi e 1/3 dei secondi. Beta = (2/3) beta con regressione su 2 anni + (1/3) beta con regressione su 5 anni. Si tratta della stessa metodologia utilizzata dal prof. Damodaran, spiegata qui: «Variables used in Data Set (nyu.edu)».

([209]) Cfr. il sito web del prof. Damodaran, dati per il 2023, file «betaEurope», industry «power», che indica un beta *unlevered* corretto per la liquidità (*beta adjusted for cash*) pari a 0,54.

([210]) Si tratta della media aritmetica dei beta settimanali ottenuti dalla regressione su cinque anni di un gruppo di imprese comparabili a EDU II. Tra le due serie di dati utilizzati dalla Cechia e da Damodaran nella valutazione del beta, il beta calcolato tramite la regressione su cinque anni risulta più prudente (essendo l'altra serie il beta settimanale su due anni). In effetti, la media aritmetica dei beta settimanali su due anni è pari a 0,55. La Commissione osserva inoltre che il beta di 0,51 corrisponde al valore prudente della media aritmetica non corretta per la liquidità dei beta dei tre settori che possono essere utilizzati per condurre un'analisi comparativa del progetto relativo a EDU II: Energia verde e fonti energetiche rinnovabili, Energia e Servizi di pubblica utilità (fonte: sito web del prof. Damodaran, file «betaEurope»).

([211]) La Commissione, utilizzando lo stesso campione utilizzato dalla Cechia, ha convertito i beta unlevered del gruppo di imprese comparabili in beta levered [ipotizzando l'aliquota fiscale globale di Damodaran del 24,8 %, data nel file Damodaran «betaEurope», del gennaio 2023, betaEurope22.xls (live.com)]. Ciò è in linea con l'approccio di Hamada descritto nella nota a piè di pagina 213, in base al quale nel calcolo del beta si tiene conto delle imposte. Ne deriva una stima del beta unlevered di 0,595, seguendo l'approccio di Damodaran illustrato nelle note a piè di pagina 69 e 208 che consiste nel calcolare la media ponderata dei beta settimanali del campione di imprese comparabili, su un arco temporale di due e di cinque anni. A fini prudenziali, la Commissione ha rimosso Nuclearelectrica dal campione. Così facendo, il valore complessivo del beta unlevered diventa 0,516.

([212]) Questa ipotesi è anche in linea con le ipotesi applicate nel caso di Paks II.

stima del beta levered la Commissione adotta l'approccio standard di Hamada ([213]) rispetto all'approccio di Harris-Pringle ([214]) su cui si basa la Cechia.

(495) Per quanto riguarda il rapporto di indebitamento, la Cechia ha ipotizzato un valore del […] % ([215]). La Commissione osserva che il […] % è il valore-obiettivo del rapporto di indebitamento del progetto ([216]), così come il rapporto di indebitamento medio del progetto nel corso della sua durata ([217]). Inoltre la Commissione osserva che un rapporto di indebitamento del […] % è in linea con gli indici di indebitamento del gruppo di imprese comparabili al progetto registrati nell'intero ultimo esercizio finanziario disponibile ([218]), oltre ad essere molto più prudente del rapporto di indebitamento del 98 % basato sulla struttura del capitale del progetto ([219]). La Commissione osserva inoltre che il rapporto di indebitamento del […] % è sostanzialmente in linea con le informazioni del settore fornite da Damodaran, che stima un rapporto di indebitamento medio del 61,2 % per un campione di società elettriche ([220]). Nei suoi tre scenari la Commissione ipotizza pertanto un rapporto di indebitamento del […] %.

8.3.3.5.3.3.1. Conclusioni

(496) Le conclusioni della Commissione sul costo del capitale proprio sono illustrate nella tabella 10 sottostante. La tabella mostra tre scenari di costo del capitale proprio, che sono il risultato di tre serie di ipotesi: uno scenario «minimo», uno scenario «di base» e uno «massimo».

Tabella 10

Conclusioni sul costo del capitale proprio

Scenari	Minimo	Di base ([1])	Massimo ([2])
Tasso privo di rischio	2,3 %	2,7 %	3,3 %
Premio per il rischio azionario	5,6 %	6,1 %	6,3 %
Beta (unlevered)	0,51	0,51	0,54
Rapporto di indebitamento [D/(D + E)]	[…] %	[…] %	[…] %
CoE	[…] %	[…] %	[…] %
Valore medio dell'intervallo del CoE	**[…] %**		

([1]) La Commissione osserva che se nello scenario «di base» il tasso dell'RfR del 2,7 % semestrale è sostituito da quello annuo del 2,5 %, il rendimento del capitale proprio auspicato del [9-11] % è comunque raggiunto.

([2]) La Commissione osserva che se, nello scenario «massimo», il valore-obiettivo del rapporto di indebitamento di EDU II del […] % fosse sostituito con il rapporto di indebitamento medio del 56 % del gruppo di imprese comparabili a EDU II nell'ultimo anno completo per il quale erano disponibili dati su Bloomberg (ossia nel 2022), allora il costo del capitale proprio sarebbe del […] %. Pertanto il rendimento del capitale proprio auspicato del [9-11] % sarebbe comunque conseguito.

Fonte: analisi della Commissione.

([213]) Questo approccio si basa sulla formula di Hamada, in base alla quale, lo scudo fiscale legato agli interessi (ossia la riduzione delle imposte risultante dalla deduzione consentita dal reddito imponibile) è utilizzato nelle correzioni del beta in funzione della leva finanziaria, riducendo così il beta levered e, a sua volta, il RoE. La formula di Hamada è la seguente: $\beta_L = \beta_U + \left[1 + \frac{D}{E}(1-T)\right]$, dove β_L è il beta levered, β_U è il beta unlevered, D è il capitale di debito, E è il capitale proprio, T è l'aliquota d'imposta ed $(1-T)$ è lo scudo fiscale. Si presume che l'aliquota d'imposta sia pari al 21 % in linea con il modello finanziario della Cechia. Si noti che in questa formula il beta del debito è considerato pari a zero.

([214]) Per maggiori dettagli cfr. la sezione 3.6.5.1 e la nota a piè di pagina 57.

([215]) Si tratta dell'indice medio di indebitamento del progetto per l'intera durata del contratto. Per maggiori dettagli cfr. la sezione 3.6.5.1.

([216]) Cfr. osservazioni della Cechia del 21 marzo 2024.

([217]) Modello finanziario della Cechia.

([218]) Il coefficiente di leva finanziaria del gruppo di imprese comparabili a EDU II dell'intero ultimo anno per il quale erano disponibili dati su Bloomberg (ossia 2022) varia dal 41,8 % al 75,6 %, con una media del 56,3 %, dato il 68,4 % come soglia per il 75° percentile. Il valore-obiettivo del rapporto di indebitamento del […] % è quindi inferiore al 75° percentile.

([219]) Il […] % è un valore prudente anche rispetto all'intervallo del 67-78 %, che si basa sulla metodologia del «rapporto di indebitamento effettivo» presentata dalla Cechia e descritta nella sezione 3.6.5.1, nota a piè di pagina 76.

([220]) Cfr. il sito web del prof. Damodaran, dati per il 2023, file «dbtfundEurope23», settore «power».

(497) I parametri del costo del capitale proprio riportati nella tabella 10 mostrano un valore compreso tra il […] % e il […] % e un valore medio del […] %, mentre lo scenario di base ipotizza un valore del […] %. Il RoE auspicato del [9-11] % rientra in questo intervallo ed è inferiore alla media dei tre scenari. Va osservato che, per i motivi illustrati nella sezione 8.3.3.5.3.2.1, tali cifre non comprendono un premio per il maggior rischio. Questi valori corrispondono all'intervallo del costo del capitale proprio presentato dalla Cechia, compreso tra il […] e il […] e la media del […], escluso il premio per il maggior rischio, come illustrato nella sezione 3.6.5.1.

(498) Si tratta di valori del costo del capitale proprio prudenti perché l'unico parametro settoriale specifico di questo calcolo è il beta, che deriva da un gruppo di società che hanno investito nel nucleare, ma che hanno un portafoglio diversificato. Sebbene i maggiori rischi siano attenuati dalle misure di sostegno, i singoli progetti nucleari rimangono esposti a rischi considerevoli, molti dei quali permangono per EDU II. Tali rischi comprendono segnatamente una disponibilità inferiore alle aspettative, aumenti dei costi di costruzione o di funzionamento non dovuti a motivi legittimi, ritardi nella costruzione oltre la data limite di scadenza, interruzioni di funzionamento impreviste, in particolare in periodi di prezzo elevato, e la possibilità che dopo il termine del periodo coperto dal contratto di acquisto i prezzi dell'energia elettrica siano molto inferiori a quanto attualmente previsto. Molti di questi rischi possono essere in parte attenuati da imprese che hanno un numero elevato di impianti di produzione di energia e svolgono altre attività nel mercato dell'energia. Quindi se si concretizzano per imprese comparabili di questo tipo, tali rischi incidono solo su una parte della loro attività. EDU II costituisce un singolo progetto nucleare e pertanto comporta più rischi rispetto a imprese ad essa comparabili con un portafoglio diversificato.

(499) Inoltre, per condurre un'analisi comparativa del RoE richiesto, la Commissione si è basata sulla banca dati di Damodaran sul costo del capitale proprio a livello di settore ([221]). A tal fine, la Commissione ha esaminato la media del costo del capitale proprio per i settori che più si avvicinano a quello nucleare e ha ottenuto una media del costo del capitale proprio compresa tra il 10,21 % e il 10,26 % ([222]). I valori del costo del capitale proprio calcolati per questi settori possono essere considerati stime prudenti per le centrali nucleari, dato che, come spiegato al considerando 498, l'unico parametro settoriale specifico è il coefficiente beta.

(500) La Commissione ha utilizzato il modello finanziario fornito dalla Cechia ([223]) per valutare in che modo il TIR del capitale proprio (o del capitale proprio auspicato) cambierebbe in conseguenza delle variazioni dei costi di costruzione e dei tempi di costruzione ([224]).

— La Commissione ha constatato che, applicando uno scenario di sforamento dei costi del 10 % causato da motivi non legittimi, il TIR del capitale proprio scende al […] %. Si tratta di uno scenario probabile, tenuto conto delle recenti esperienze nel settore nucleare ([225]). Se invece i costi effettivi fossero inferiori del 10 % rispetto al previsto, il TIR del capitale proprio salirebbe al […] %. Si tratta tuttavia di uno scenario improbabile nel settore nucleare.

— La Commissione ha inoltre constatato che un ritardo di cinque anni nella costruzione determinerebbe un TIR del capitale proprio del […] %, mentre se la costruzione fosse terminata con cinque anni di anticipo, il TIR del capitale proprio sarebbe del […] %. Il ritardo nella costruzione è uno scenario realistico, basato sulla storia del settore, mentre la riduzione dei tempi di costruzione non è realistica.

(501) Pertanto, sulla base di tali sensibilità, la Commissione ha individuato un intervallo del TIR del capitale proprio compreso tra il […] % e il […] %, con una media del […] %. Tale intervallo non è mai superiore all'intervallo del costo del capitale proprio compreso tra il […] % e il […] % ed è in media inferiore al tasso di rendimento richiesto del [9-11] %, garantendo in tal modo la proporzionalità delle misure di aiuto di Stato.

([221]) Per i dati del WACC specifico del paese per il 2023, cfr. «Data», «Archived data», «Cost of capital by industry», «Europe», «1/23», all'indirizzo: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. Questa banca dati fa parte di una banca dati mondiale e comprende i paesi europei (etichettati come «Western Europe»). I paesi sono però ulteriormente raggruppati e la Repubblica ceca fa parte di un sottogruppo denominato «Developed Europe», cfr. le schede «Global alphabetical» e «Europe by industry», file http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls.

([222]) Si tratta dei settori «Energia verde e fonti energetiche rinnovabili», «Energia» e «Servizi di pubblica utilità (in generale)». Il costo del capitale proprio per il settore Energia verde e fonti energetiche rinnovabili è del 10,65 %, per il settore Energia è del 9,98 % e per i servizi di pubblica utilità (in generale) del 10,01 %. La media aritmetica di questi valori è pari al 10,21 %, mentre la media ponderata (dove i pesi sono il numero di imprese incluse nel campione) è del 10,26 %. Cfr. Damodaran, gennaio 2023, file «waccEurope».

([223]) Modello finanziario della Cechia.

([224]) Per valutare tali sensibilità, la Commissione non ha modificato nessuna delle altre ipotesi, nemmeno il prezzo di esercizio.

([225]) Cfr. la sezione 8.3.3.3.

8.3.3.5.4. La selezione di ČEZ come promotore del progetto

(502) Nella decisione di avvio la Commissione ha sollevato dubbi sul fatto che ČEZ sia l'operatore più efficiente e ha chiesto in particolare se l'attuazione di una procedura di selezione aperta per il promotore del progetto avrebbe potuto comportare una riduzione del sostegno necessario per la realizzazione del progetto.

(503) In primo luogo, nelle loro osservazioni sulla decisione di avvio, sia la Cechia che ČEZ hanno sostenuto che la selezione di quest'ultima come promotore del progetto comporta notevoli risparmi in termini di costi e di tempo. In particolare, la Cechia ha osservato che la selezione di ČEZ consente di evitare costi aggiuntivi pari a circa [200-700] milioni di EUR (cfr. considerando 254). Analogamente ČEZ ha osservato che la sua selezione come promotore del progetto ha potenzialmente ridotto i costi del progetto di un importo stimato di [200-700] milioni di EUR rispetto a una centrale nucleare completamente nuova gestita da un altro operatore (cfr. considerando 339). La Commissione ritiene che i risparmi sui costi invocati, consistenti nel valore del sito acquistato, nel costo delle attività autorizzative e di sviluppo già realizzate da ČEZ, appaiono plausibili e, non essendo coperti dalle stime delle spese in conto capitale per il progetto, riducono l'importo dell'aiuto per il progetto rispetto a situazioni in cui avesse dovuto svolgersi una selezione aperta. Su tale base, la formula di remunerazione e il meccanismo di controllo della sovracompensazione (cfr. sezioni da 8.3.3.5.1 a 8.3.3.5.3) garantiscono che l'aiuto sia limitato al minimo necessario.

(504) In secondo luogo, la concezione generale del progetto, la ripartizione dei rischi tra il beneficiario e lo Stato e la struttura degli incentivi delle misure di sostegno dovrebbero garantire che i costi di costruzione e quelli di esercizio siano ridotti al minimo. Sebbene molti rischi siano attenuati dalle misure di sostegno, EDU II continua a essere esposta ai rischi di aumento dei costi di costruzione e di esercizio non dovuti a motivi legittimi o a ritardi nella costruzione oltre la data limite di scadenza, il che costituisce un incentivo a ridurre al minimo i costi e i ritardi. Durante la fase di costruzione e sviluppo del progetto, il capitale potenziale totale massimo impegnato di ČEZ per finanziare eventuali sforamenti dei costi ammonterà a 1,95 miliardi di EUR (considerando 197). Inoltre, come spiegato dalla Cechia, l'aggiornamento dei valori di input del modello finanziario per riflettere i risultati della gara d'appalto per i servizi EPC dovrebbe garantire che i costi di costruzione effettivi sulla base dei quali è calcolato il prezzo di esercizio del contratto di acquisto siano competitivi, eliminando così potenziali imprevisti ingiustificati nelle ipotesi di costo sottostanti del modello finanziario (considerando 457). Infine il meccanismo di condivisione degli utili incoraggia EDU II a cercare di ridurre ulteriormente i costi e a ottenere maggiori rendimenti, che saranno in parte condivisi con lo Stato.

(505) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che il pacchetto di aiuti per il progetto comprende le salvaguardie e gli incentivi necessari per ridurre al minimo i costi e, di conseguenza, l'importo dell'aiuto necessario per il progetto, e ritiene improbabile che una procedura di selezione aperta per il promotore del progetto avrebbe determinato importi del sostegno più contenuti.

8.3.3.6. Prevenzione degli effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi e valutazione comparata

(506) Affinché la misura sia compatibile con il mercato interno, gli effetti negativi della misura in termini di distorsione della concorrenza e incidenza sugli scambi tra Stati membri devono essere limitati e superati dagli effetti positivi dell'aiuto.

(507) Nella sua decisione di avvio la Commissione ha ritenuto che il progetto potesse falsare la concorrenza in diversi modi.

(508) In primo luogo, la Commissione ha messo in discussione i motivi tecnici ed economici sulla base dei quali ČEZ (in quanto unico proprietario di EDU II) è stata selezionata come beneficiario della misura, considerando la mancanza di una gara d'appalto o di una procedura di selezione. In particolare, non era chiaro in quella fase se potessero esservi altri operatori, potenzialmente più efficienti, disposti a portare avanti il progetto con meno aiuti.

(509) In secondo luogo, la Commissione ha espresso il timore che i termini dell'accordo di *off-take* tra EDU II e la società veicolo inducano un comportamento operativo inefficiente da parte di EDU II e falsino l'ordine di merito del mercato dell'energia elettrica sostituendo tecnologie meno costose come le energie rinnovabili.

(510) In terzo luogo, la Commissione ha fatto riferimento alla forte posizione di ČEZ sul mercato ceco dell'energia elettrica e ha espresso preoccupazione in merito a potenziali distorsioni della struttura del mercato dovute alla misura di aiuto in esame, ad esempio attraverso la sostituzione di investimenti alternativi.

(511) In quarto luogo, la Commissione non poteva escludere completamente, al momento della decisione di avvio, che ČEZ non potesse falsare il funzionamento del mercato a valle influenzando il prezzo di mercato o adottasse altri tipi di comportamenti strategici favoriti da grandi volumi di produzione, come il trattenimento di capacità.

(512) Infine, la Commissione non disponeva di informazioni sufficientemente comprovate per valutare gli effetti della società veicolo sul mercato.

8.3.3.6.1.Scelta di ČEZ come promotore del progetto ([226])

(513) Nella decisione di avvio la Commissione ha osservato che ČEZ è stata scelta come promotore del progetto senza una gara d'appalto, una procedura di selezione o un invito pubblico a manifestare interesse e ha chiesto in base a quali motivi tecnici ed economici era stata selezionata ČEZ. In considerazione di quanto precede, la Commissione si è chiesta se la scelta di ČEZ come promotore del progetto possa comportare una potenziale distorsione della struttura del mercato.

(514) A seguito della decisione di avvio, le autorità ceche hanno spiegato che erano state prese in considerazione soluzioni alternative per il ruolo del promotore del progetto e che ČEZ era stata scelta come opzione preferita (cfr. considerando da 50 a 59 supra).

(515) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che ČEZ rappresenta la scelta più adatta come promotore del progetto, in considerazione della sua capacità di realizzare il progetto e del suo interesse ad adoperarsi in tal senso, nonché sotto il profilo della sicurezza dell'approvvigionamento energetico, degli interessi di sicurezza nazionale e della neutralità tecnologica (cfr. considerando 247).

(516) Inoltre le autorità ceche hanno spiegato che la selezione di ČEZ crea significativi incrementi di efficienza, evita costi aggiuntivi e non richiede lo sviluppo di un altro sito. Si tratta quindi di una scelta che offre notevoli vantaggi in termini di tempi di realizzazione del progetto, che non potrebbero essere replicabili da strutture alternative (cfr. considerando 248).

(517) I vantaggi in termini di tempi di realizzazione sono stati giustificati dalle autorità ceche illustrando i lavori preparatori intrapresi finora da ČEZ. Il gruppo ČEZ è il proprietario del sito proposto per la centrale nucleare. Il processo di acquisizione dei terreni necessari per il cantiere è iniziato nell'aprile 2008 e si è concluso nel 2021 (considerando 249). ČEZ ha oltretutto intrapreso studi di fattibilità nonché attività autorizzative e di sviluppo volte a ridurre i tempi e i costi per la Cechia nello sviluppo del progetto. Inoltre all'inizio del 2021 ČEZ ha ottenuto tutte le licenze e i permessi principali necessari per portare avanti il progetto in linea con il piano del progetto (ad esempio, la licenza per l'ubicazione dell'impianto nucleare e la valutazione d'impatto ambientale (considerando 250). La licenza per l'ubicazione dell'impianto nucleare richiede generalmente dai sei ai sette anni e l'acquisizione della valutazione d'impatto ambientale tra i tre e i cinque.

(518) Le autorità ceche hanno inoltre spiegato che ČEZ, in quanto proprietario e gestore di una centrale nucleare, ha una conoscenza e una comprensione approfondite dei requisiti normativi, compresi i requisiti per la concessione delle licenze per una nuova centrale nucleare e della legislazione ceca (considerando 251). Inoltre ČEZ ed EDU II sono membri di diverse organizzazioni internazionali e, in quanto tali, hanno pertanto accesso a norme e processi riconosciuti e incoraggiati dalle autorità di regolamentazione di tutto il mondo per la promozione di un continuo miglioramento (cfr. considerando 251).

(519) Le autorità ceche hanno inoltre sottolineato il ruolo fondamentale del progetto per la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica della Cechia in futuro, in particolare alla luce della disattivazione delle centrali a carbone. In particolare, le autorità ceche hanno spiegato che il fatto che il progetto abbia un orizzonte di sviluppo più breve aiuterà a colmare la carenza di capacità prevista. Lo sviluppo di un progetto diverso in un sito differente con un orizzonte temporale significativamente più lungo non risponderebbe alle esigenze immediate in materia di sicurezza dell'approvvigionamento del sistema (cfr. considerando 252).

([226]) A fini di chiarezza, nella sezione 8.3.3.5.4, la selezione di ČEZ come promotore del progetto è stata valutata in relazione al suo impatto sulla proporzionalità dell'aiuto. In questa sezione, la scelta di ČEZ come promotore del progetto è valutata in relazione ai suoi eventuali effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi.

(520) La Cechia ha inoltre spiegato che se un promotore alternativo del progetto dovesse acquistare un sito potenzialmente idoneo per una centrale nucleare nel territorio della Cechia, la realizzazione del progetto risulterebbe notevolmente ritardata rispetto a quanto avverrebbe con ČEZ. Nello specifico, in questo scenario controfattuale le autorità ceche stimano ritardi fino a 14 anni rispetto al calendario del progetto. Nello scenario controfattuale, non si può escludere che non sorgerebbero problemi nelle fasi di caratterizzazione o di pianificazione del sito che sono state ben superate per EDU II, aumentando così i rischi e i costi per lo sviluppo del progetto. In ogni caso, le autorità ceche sostengono che non risulta che in Europa esista un operatore tecnologicamente neutrale e dotato di esperienza nucleare, che sviluppi centrali nucleari al di fuori del proprio paese (cfr. considerando 253) ([227]).

(521) La Cechia sottolinea inoltre i costi aggiuntivi che si dovrebbero sostenere se il progetto fosse sviluppato da un promotore che non fosse ČEZ, stimando che tali costi ammonterebbero ad almeno [200-700] milioni di EUR (cfr. considerando 254). Analogamente, ČEZ stima che i risparmi sui costi rispetto ad altri gestori ammontino a circa [200-700] milioni di EUR.

(522) Le autorità ceche hanno inoltre rilevato che la selezione di ČEZ come promotore del progetto era in linea con precedenti casi nel settore nucleare valutati dalla Commissione, in cui non si erano svolte procedure di gara aperta per la selezione dei promotori di progetti a causa delle specificità dei progetti in questione (cfr. considerando 255).

(523) La Cechia ha inoltre fornito elementi di prova della comprovata esperienza di ČEZ nella realizzazione e nella gestione di centrali nucleari (cfr. considerando 256).

(524) Inoltre, oltre a considerazioni relative alla sicurezza dell'approvvigionamento e alla sicurezza nazionale, la Cechia sottolinea il profilo della sicurezza finanziaria, dal momento che ČEZ gode di un ottimo rating di credito pubblico (cfr. considerando 257).

(525) La Cechia ha infine specificato che una gara d'appalto per la selezione di un promotore del progetto, che potrebbe essere diverso da ČEZ, comporterebbe svantaggi significativi. In sostanza, la Cechia sostiene che nel caso di specie la concorrenza su questo livello del progetto non porterebbe a scegliere l'operatore più efficiente. Sottolineando i motivi di cui sopra, la Cechia ritiene che invitare altre parti a manifestare interesse od organizzare una gara d'appalto non produrrebbe alcuno dei vantaggi derivanti dalla concorrenza, e pertanto gli svantaggi di tale processo, in particolare i ritardi e i costi aggiuntivi sostenuti, nonché le preoccupazioni in materia di sicurezza legate a qualsiasi altro potenziale candidato, non potrebbero essere controbilanciati. La Cechia afferma inoltre che in nessuna fase della pianificazione del progetto sono state sollevate lamentale ed obiezioni da parte di terzi in merito alla nomina di ČEZ a promotore del progetto.

(526) Inoltre, in particolare, non è stata espressa preoccupazione circa la scelta di ČEZ come promotore del progetto né da concorrenti né da terzi. Per contro, alcuni terzi hanno esplicitamente osservato di non condividere le preoccupazioni della Commissione in merito alla scelta di ČEZ senza una gara d'appalto o una consultazione e hanno ritenuto pienamente giustificato affidare a un'impresa energetica statale l'incarico di costruire e gestire una nuova centrale nucleare (cfr. considerando 300 e 301).

(527) Alla luce di quanto precede, la Commissione ritiene che le argomentazioni presentate dalla Cechia e da terzi durante l'indagine formale rispondano in misura sufficiente ai dubbi sollevati nella decisione di avvio in merito alla selezione di ČEZ come promotore del progetto e alla potenziale distorsione della struttura del mercato. La Commissione osserva che ciò lascia impregiudicata la possibilità che per i futuri progetti nucleari sia eventualmente necessaria una procedura di selezione più aperta per garantire che gli aiuti siano limitati al minimo necessario.

(528) Infine la Commissione ritiene improbabile che la selezione di ČEZ come promotore del progetto comporti indebite distorsioni della concorrenza, come spiegato in modo più approfondito nella sezione 8.3.3.6.3. Inoltre nel corso dell'indagine formale nessun concorrente o altra parte ha segnalato indebite distorsioni della concorrenza derivanti dalla scelta di ČEZ come promotore del progetto.

([227]) La Commissione osserva che, sebbene molte centrali nucleari siano gestite da operatori con sede nello Stato membro dell'investimento, non sempre è così (ad esempio, nel caso EDF, che è stata selezionata come gestore nel Regno Unito).

8.3.3.6.2. Il contratto di acquisto di energia elettrica

(529) Nella decisione di avvio la Commissione ha espresso il timore che le condizioni dell'accordo per l'acquisto di energia elettrica tra EDU II e la società veicolo annullino sostanzialmente gli incentivi forniti dalle variazioni dei prezzi dell'energia elettrica a produrre energia elettrica quando è più necessaria. La Commissione ha osservato che il prezzo fisso previsto dall'accordo per l'acquisto di energia elettrica poteva indurre EDU II a mantenere la produzione al massimo tecnico anche in condizioni di mercato in cui una riduzione della produzione sarebbe più efficiente dal punto di vista del sistema. Si tratta di un aspetto particolarmente importante in considerazione del lungo ciclo di vita (60 anni) della nuova centrale nucleare, dato che il futuro mix di produzione energetica, caratterizzato da quote più elevate di energie rinnovabili con costi marginali tipicamente molto bassi potrebbe, a seconda di altri sviluppi quali lo stoccaggio o la produzione di idrogeno, determinare una maggiore volatilità, compresi periodi di prezzi bassi o addirittura negativi ([228]). La Commissione dubitava che tale impatto sull'efficacia dei segnali di dispacciamento non potesse essere ridotto al minimo pur continuando a conseguire gli obiettivi della misura ([229]).

(530) Infatti, se riceve una remunerazione fissa per ogni MWh prodotto, un produttore di energia non trarrà alcun vantaggio adeguandosi al segnale dei prezzi di mercato e aumentando la produzione in periodi di prezzi elevati (scarsità) o riducendola in periodi di prezzi bassi o negativi (abbondanza) o programmando la manutenzione in periodi in cui la domanda è ridotta (ad esempio, nei mesi estivi). Con una remunerazione fissa per MWh, un produttore è invece incentivato a portare al massimo la produzione in periodi di prezzi negativi, creando in tal modo un effetto negativo dal punto di vista del sistema e magari perfino sostituendo energie da fonti rinnovabili a basso costo marginale. Inoltre una remunerazione a prezzo fisso per tutte le ore di produzione incentiva gli investimenti in impianti ottimizzati per funzionare in modalità di carico di base, che non hanno la flessibilità per aumentare e diminuire il carico rapidamente o per inseguirlo. In particolare, data la necessità di accelerare la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili per decarbonizzare la produzione di energia elettrica dell'UE e la variabilità della produzione di molti impianti di produzione di energia rinnovabile, le centrali elettriche a basse emissioni di carbonio, che sono tecnicamente in grado di fornire flessibilità al sistema ed economicamente incentivate ad avvalersene, risultano di grande utilità per apportare benefici al sistema elettrico.

(531) La Commissione ritiene che la formula per il calcolo della remunerazione del CfD contenuta nel contratto di acquisto, descritta ai considerando da 88 a 91, oltre a garantire la stabilità delle entrate e a limitare la sovracompensazione (come esaminato nella sezione 8.3.3.5.1.1), fornisca incentivi al funzionamento efficiente della centrale elettrica e limiti pertanto gli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi. Ciò è dovuto principalmente al termine di esposizione al mercato e alla scelta di determinati parametri del termine di regolamento ex post.

(532) L'elemento dell'esposizione al mercato incentiva la centrale elettrica a un funzionamento efficiente, in quanto la centrale riceve una remunerazione per ogni unità della propria produzione al prezzo orario di mercato effettivo del giorno prima ([230]). Sulla base del segnale del prezzo di mercato e dei propri costi di esercizio, l'impianto è incentivato ad attuare un dispacciamento efficiente sfruttando il proprio potenziale di flessibilità tecnica. La centrale elettrica è incentivata a ridurre la produzione quando il prezzo di mercato è inferiore al suo costo di esercizio e ad aumentare la produzione quando il prezzo di mercato è più elevato. Sebbene la centrale elettrica sia soggetta a limiti di natura

([228]) Cfr. ad esempio la sezione 6.2.6.4 «Livello e volatilità dei prezzi all'ingrosso» della valutazione d'impatto che accompagna il pacchetto «Energia pulita per tutti gli europei» (SWD (2016) 410 final) del 30 novembre 2016, in cui si afferma che «il miglioramento dell'assetto del mercato determinerà una maggiore volatilità dei prezzi orari medi, in parte a causa dell'introduzione di segnali differenziati per località che rilevano il diverso valore dell'energia elettrica nei vari nodi. Tale volatilità sarà tuttavia piuttosto limitata e non sarà il risultato di fluttuazioni estreme dei prezzi tra zero e il valore del carico perso (*Value of Lost Load* - VoLL). Le fasce di prezzo osservate saranno piuttosto contenute, a condizione che la quota di energia elettrica variabile da rinnovabili rimanga entro certi limiti. Tuttavia quando la quota di energia elettrica da rinnovabili, e in particolare delle tecnologie per l'energia elettrica variabile da rinnovabili, supera questi limiti approssimativi, la volatilità dei prezzi può aumentare in modo significativo se altre risorse come lo stoccaggio non sono ancora disponibili per assorbirne la gran parte. Come si può vedere nella tabella seguente, nel 2050 la quota di energia elettrica da rinnovabili dovrebbe avvicinarsi al 60 %. In questo caso il differenziale tra i prezzi del carico di base e del carico di punta aumenta in modo significativo, principalmente a causa dei prezzi del carico di base più bassi rispetto ai periodi precedenti. I prezzi medi di mercato del giorno prima rimangono tuttavia elevati per tutto l'orizzonte di proiezione, in quanto la generazione termica dovrebbe essere ancora marginale (determinando quindi il prezzo di mercato del giorno prima) per la maggior parte delle ore dell'anno».

([229]) Decisione di avvio, punto 224.

([230]) Sulla base del contratto di acquisto e della struttura generale degli aiuti, la remunerazione a condizioni di mercato è corrisposta alla centrale elettrica tramite la società veicolo. Tuttavia, poiché tutti i diritti di dispacciamento spettano alla centrale elettrica e la remunerazione è direttamente collegata ai prezzi orari effettivi del mercato del giorno prima, gli incentivi operativi dovrebbero fare in modo che fosse come se la centrale stessa commercializzasse direttamente sul mercato.

tecnica (ad esempio per quanto riguarda la velocità di aumento o diminuzione del carico e i requisiti di carico minimo per evitare il completo spegnimento), ciò incentiva il gestore della centrale a utilizzare la flessibilità tecnicamente disponibile nel modo più ottimale possibile. Inoltre la centrale elettrica è incentivata a programmare in modo efficiente la manutenzione e il rifornimento in periodi in cui si prevedono prezzi più bassi.

(533) Le scelte dei parametri del termine di regolamento ex post rafforzano gli incentivi all'efficienza operativa derivanti dall'esposizione al prezzo di mercato:

1) in primo luogo, il prezzo di riferimento è definito come la media ex post dei prezzi orari di mercato nell'arco di un anno. Entro l'anno, il termine di regolamento non è determinato e pertanto, in generale, l'impianto è incentivato ad adottare decisioni di dispacciamento esenti da distorsioni basate unicamente sul segnale del prezzo di mercato. Inoltre gli incentivi a comportamenti abusivi che determinano prezzi di mercato più elevati (come il trattenimento di capacità, cfr. sezione 8.3.3.6.3) risultano attenuati, in quanto prezzi di mercato più elevati si tradurrebbero in un prezzo di riferimento più elevato e quindi in un importo del pagamento del termine di regolamento inferiore;

2) in secondo luogo, la durata del periodo di riferimento di un anno è sufficientemente lunga da garantire che la centrale elettrica sia esposta al prezzo di mercato durante il periodo di riferimento, essendo così maggiormente incentivata ad effettuare il dispacciamento nonché a programmare la manutenzione e il rifornimento di carburante in modo efficiente, rispetto a un periodo di riferimento più breve. La centrale elettrica è incentivata a sfruttare la propria flessibilità per aumentare il funzionamento nei momenti in cui i prezzi di mercato sono particolarmente elevati e diminuirlo quando i prezzi di mercato sono particolarmente bassi;

3) in terzo luogo, il termine di regolamento è definito su una produzione annua fissa e predeterminata (il quantitativo di riferimento), fatti salvi gli adeguamenti illustrati di seguito. Pertanto, in generale, le decisioni di dispacciamento e la conseguente quantità di produzione della centrale elettrica non incidono sul termine di regolamento, consentendo di incentivare in modo non distorsivo l'efficienza operativa della centrale elettrica sulla base unicamente del segnale di mercato. Il quantitativo di riferimento è fissato sulla base dell'obiettivo in termini di livello produzione della centrale elettrica nel periodo di riferimento.

(534) Gli adeguamenti del termine di regolamento ex post di cui ai considerando 88 e 90, da un lato, limitano il potenziale rimborso da parte dell'impianto, fornendo una salvaguardia contro i rischi eccessivi derivanti da interruzioni di funzionamento impreviste quando i prezzi sono elevati e, dall'altro, pongono un tetto massimo al termine di regolamento quando i prezzi sono molto bassi, fornendo una salvaguardia contro una remunerazione eccessiva in periodi di prezzi negativi. La struttura di tali adeguamenti è stata calibrata per mantenere pressoché inalterata la portata degli incentivi a un funzionamento efficiente forniti dagli elementi della formula del CfD sopra descritta. Nel complesso, gli incentivi al funzionamento efficiente previsti dalla formula di remunerazione del CfD contenuta nel contratto di acquisto garantiscono che l'aiuto non fornisca alla centrale elettrica incentivi a funzionare in modo inefficiente quando i prezzi di mercato sono inferiori ai suoi costi di esercizio. Tale funzionamento inefficiente falserebbe l'ordine di merito del mercato dell'energia elettrica e potrebbe sostituire tecnologie meno costose come le energie rinnovabili. Inoltre ciò potrebbe avere un impatto negativo sull'integrazione del mercato e sullo sviluppo delle energie rinnovabili. Questo effetto sull'efficienza si evince anche dal fatto che le autorità ceche stimano che la centrale elettrica funzioni secondo la formula per il calcolo della remunerazione del CfD in media con una capacità inferiore rispetto alla massimizzazione della produzione (cfr. considerando 150), lasciando quindi più «spazio» per tecnologie meno costose come le energie rinnovabili.

(535) La Commissione osserva inoltre che il contratto di acquisto non prevede una ridistribuzione diretta dei proventi derivanti dal contratto di acquisto ai consumatori di energia elettrica. Inoltre non si prevede che la centrale nucleare sia spesso l'impianto che fissa i prezzi sul mercato ceco. Sebbene le misure relative all'aiuto finanziario e alla protezione in caso di cambiamento della normativa o della linea politica riducano i costi complessivi del progetto, aumentando così le entrate potenziali derivanti dal contratto di acquisto rispetto a quelle derivanti da una misura finanziata esclusivamente mediante un CfD, non ne deriva di conseguenza una maggiore distribuzione degli utili derivanti dal CfD ai consumatori rispetto a una misura finanziata esclusivamente tramite un CfD. La combinazione delle tre misure non è pertanto tale da comportare alcuna distorsione della concorrenza a livello dei consumatori attraverso meccanismi di distribuzione dei ricavi.

(536) Sulla base di quanto precede, la Commissione ritiene che le modifiche introdotte dalla Cechia durante l'indagine formale rispondano in misura sufficiente ai dubbi sollevati nella decisione di avvio in merito agli incentivi derivanti dalla formula per il calcolo della remunerazione.

8.3.3.6.3. Effetti sulla struttura del mercato, potenziale manipolazione dei prezzi e capacità di ČEZ di trattenere capacità

(537) Nella decisione di avvio la Commissione ha espresso preoccupazioni in merito agli effetti sulla struttura del mercato attraverso l'istituzione di EDU II e alle possibilità di quest'ultima di manipolare il mercato a favore di ČEZ. In particolare, la Commissione ha fatto riferimento alla forte posizione di ČEZ sul mercato ceco dell'energia elettrica e non ha potuto escludere completamente possibili distorsioni della struttura del mercato a causa della misura di aiuto in esame, ad esempio attraverso il consolidamento del potere di mercato, la sostituzione di investimenti alternativi o la distorsione dei flussi transfrontalieri. Inoltre la Commissione non ha potuto del tutto escludere la possibilità che EDU II falsi il funzionamento del mercato influenzandone i prezzi o perseguendo determinati tipi di comportamenti strategici, favoriti da grandi volumi di produzione, come il trattenimento di capacità. La Commissione si è chiesta ad esempio se, in un periodo di prezzi di mercato elevati, EDU II avrebbe un interesse economico a ridurre la produzione per far aumentare il prezzo di mercato, in modo da consentire ad altre unità di sua proprietà di vendere più energia a prezzi di mercato più elevati.

Effetti sulla struttura del mercato

(538) La Commissione osserva che il mercato ceco della produzione di energia elettrica è caratterizzato da un'elevata concentrazione, in quanto nel 2020 il gruppo ČEZ rappresentava una quota considerevole, pari al 60,29 %, della capacità di generazione programmabile ([231]), comprese le importazioni nette. Nel 2020 la quota di mercato equivalente, tenendo conto della capacità di produzione totale, era pari al 64,29 %. Tali concentrazioni del mercato potrebbero pregiudicare un'efficiente concorrenza di mercato, in quanto possono ostacolare l'ingresso di nuovi attori del mercato e possono costituire un rischio di liquidità limitando il numero di offerte disponibili.

(539) La Cechia spiega che, stando alle previsioni, la quota di mercato di ČEZ diminuirà in modo significativo e che la capacità di generazione incentivata dal pacchetto di aiuti in esame (il progetto) non inciderà in modo significativo sul potere di ČEZ sul mercato ceco dell'energia elettrica. Nello specifico, la quota di mercato della capacità di generazione programmabile di ČEZ (senza contare EDU II) dovrebbe scendere al 45,06 % nel 2040 e al 28,40 % nel 2050, mentre l'aumento dovuto al progetto sarà di 4,19 punti percentuali nel 2040 e di 5,23 punti percentuali nel 2050. Analogamente, la quota di mercato di ČEZ sulla capacità di generazione totale dovrebbe scendere al 45,15 % nel 2040 e al 18,98 % nel 2050, mentre il progetto apporterà 12,83 punti percentuali nel 2040 e 10,27 punti percentuali nel 2050.

(540) La Commissione ha valutato i dati alla base di tali stime e li ritiene plausibili ma prudenti, considerando che i piani di decarbonizzazione delle autorità ceche nel frattempo sono diventati più ambiziosi. Nello specifico, le stime della quota di mercato di cui sopra, tratte dalla relazione Oxera, si basano sull'ipotesi che la maggior parte delle centrali a carbone siano chiuse entro il 2038 (nello specifico, la Cechia ha fatto riferimento ai piani di ČEZ di ridurre la capacità di produzione di energia elettrica da carbone di quasi la metà, portandola a 3 GW entro il 2025 e a 2 GW entro il 2030) e che le quattro unità di Dukovany I siano disattivate tra il 2045 e il 2047. La Commissione rileva che tali ipotesi sono piuttosto prudenti, in quanto la Cechia ha confermato i piani di eliminazione graduale del carbone entro il 2033. È pertanto probabile che la quota di mercato di ČEZ diminuisca più rapidamente negli anni a venire a causa delle chiusure delle centrali a lignite e che nel periodo in cui è previsto l'avvio di EDU II si attesti a un livello inferiore rispetto a quanto previsto nella relazione Oxera. Inoltre, affinché gli impianti nucleari esistenti di Dukovany I possano continuare a funzionare fino al 2045-2047, è necessaria l'approvazione dell'Ufficio per la sicurezza nucleare, che non è ancora stata ottenuta al momento dell'adozione della decisione.

(541) La Commissione rileva che la struttura del progetto, in base alla quale tutta l'energia elettrica prodotta da EDU II durante il contratto di acquisto deve essere venduta alla società veicolo, il fatto che la società veicolo e EDU II/ČEZ non possano coordinare gli scambi di energia elettrica e gli impegni relativi agli scambi in capo a EDU II/ČEZ dopo la scadenza del contratto di acquisto attenuino in misura sufficiente un potenziale rafforzamento dell'influenza di ČEZ sul mercato ceco dell'energia elettrica derivante dal progetto.

([231]) La capacità programmabile comprende tutti gli impianti termici, nucleari e idroelettrici ad accumulo mediante pompaggio.

(542) La Commissione osserva che il fatto che la società veicolo sia obbligata a commercializzare l'energia elettrica in linea con gli impegni relativi allo scambio di energia elettrica (cfr. 3.6.4) aumenterà la liquidità dei mercati a breve termine in Cechia. Garantire un'offerta stabile di energia elettrica sul mercato a breve termine a condizioni non discriminatorie potrebbe potenzialmente agevolare l'ingresso sul mercato o l'espansione dei fornitori concorrenti di ČEZ sul mercato al dettaglio. Ciò vale in particolare nella misura in cui l'energia elettrica commercializzata dalla società veicolo sostituisce un'altra produzione di ČEZ già esistente, che ČEZ può utilizzare direttamente anche per le sue attività al dettaglio, aggirando il mercato all'ingrosso.

(543) Per quanto riguarda i potenziali effetti della misura sul nuovo ingresso sul mercato della produzione di energia elettrica, la Commissione ricorda la sua valutazione di cui al considerando 415, secondo cui è improbabile che il progetto sostituisca investimenti alternativi, ma potrebbe, tutt'al più, ritardare leggermente il potenziamento dell'eolico. Inoltre la formula per il calcolo della remunerazione prevista nel contratto di acquisto riduce l'impatto della misura a livello di concorrenza sugli investimenti nelle energie rinnovabili basati sul mercato, in quanto fornisce incentivi finanziari per operare in modo efficiente e limita pertanto le potenziali distorsioni dell'ordine di merito del mercato dell'energia elettrica o la sostituzione di tecnologie meno costose (cfr. considerando 534).

(544) La Commissione osserva inoltre che, secondo le stime della Cechia, il previsto abbandono della produzione di energia elettrica da carbon fossile o lignite comporterà una riduzione significativa della capacità pari a circa 6,5 GW e la prevista graduale disattivazione delle unità nucleari esistenti a Dukovany I tra il 2045 e il 2047 creerà un'ulteriore carenza di produzione di energia elettrica di circa 2 GW, di cui il progetto fornirà solo 1,2 GW. Inoltre, stando alle previsioni, è attesa una crescita significativa della domanda di energia elettrica anche nei prossimi quindici anni (cfr. considerando 14).

(545) La Commissione prende inoltre atto delle osservazioni della Cechia in merito al fatto che il mercato geografico sia più ampio della Cechia. La rete elettrica della Cechia è infatti strettamente interconnessa con gli Stati membri confinanti (cfr. nota a piè di pagina 134) e i prezzi sul mercato ceco sono spesso fissati dalla produzione di energia elettrica in altri Stati membri (cfr. considerando 262, 551 e 552). Se si dovesse definire un mercato più ampio della Cechia, la quota di mercato di ČEZ sarebbe notevolmente inferiore, riducendo ulteriormente la possibilità di ČEZ di incidere negativamente sulla concorrenza influenzando il comportamento di EDU II. Anche basandosi sulla definizione di mercato più ristretta possibile, considerando un mercato ceco distinto per l'energia elettrica, l'interconnettività del sistema ceco con i paesi vicini limita notevolmente tale comportamento.

(546) La Commissione ritiene pertanto che l'aiuto non comporti un aumento della concentrazione del mercato e abbia un impatto limitato sugli investimenti.

Potenziale manipolazione dei prezzi e trattenimento di capacità da parte di ČEZ

(547) Secondo l'ACER ([232]), il trattenimento di capacità con intento manipolatorio, si verifica, ad esempio, quando «un operatore di mercato con relativa capacità di influenzare il prezzo o l'interazione tra domanda e offerta di un prodotto energetico all'ingrosso decide, senza giustificazione, di non offrire o di trattenere economicamente la capacità di produzione, stoccaggio o trasporto disponibile sul mercato. In particolare, il trattenimento di capacità produttiva di energia elettrica si riferisce alla prassi di evitare di offrire in modo concorrenziale la produzione disponibile sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, anche se l'offerta concorrenziale porterebbe a transazioni redditizie ai prezzi di mercato prevalenti». È pertanto necessario valutare se l'operatore di mercato in questione sia in grado di influenzare il prezzo o l'interazione tra domanda e offerta del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica adottando tale comportamento.

(548) La Cechia ha affermato che il gruppo ČEZ non avrà incentivi economici né la capacità di gonfiare i prezzi sul mercato all'ingrosso riducendo la produzione di EDU II. In primo luogo, la Cechia sostiene che la perdita di entrate per il gruppo ČEZ in uno scenario ipotetico in cui EDU II non generasse energia elettrica per un intero anno, non potrebbe di certo essere recuperata mediante le entrate supplementari generate dalla vendita della parte non coperta della produzione nell'anno successivo. La Cechia sottolinea che una riduzione della produzione di EDU II si tradurrà in una perdita di flussi di cassa e che una riduzione significativa del fattore di carico eliminerebbe la liquidità disponibile per il servizio del debito e potrebbe far sì che EDU II non sia in grado di rimborsare l'aiuto finanziario rimborsabile o potrebbe persino far sì che i flussi di cassa siano insufficienti a coprire i costi di esercizio.

([232]) https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/remit/Documents/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf.

(549) Come spiegato al considerando 39, il progetto è di fondamentale importanza per il gruppo ČEZ, in particolare dopo la graduale eliminazione degli impianti esistenti di produzione di energia elettrica a carbone e delle centrali nucleari prevista entro il 2033 per il carbone e tra il 2045 e il 2047 per il nucleare. Secondo le previsioni, il progetto contribuirà a un aumento del [10-20] % dell'EBITDA del gruppo ČEZ, pertanto qualsiasi comportamento suscettibile di ridurre i risultati finanziari del progetto avrebbe un impatto significativo sui risultati finanziari del gruppo ČEZ.

(550) In secondo luogo, la Commissione osserva che nella formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto sono inseriti elementi che limitano in modo significativo i vantaggi che il beneficiario può trarre da un comportamento manipolatorio di trattenimento di capacità. Come spiegato al considerando 533, il comportamento abusivo che induce prezzi di mercato più elevati (come il trattenimento di capacità) risulta attenuato, in quanto ne deriverebbe un prezzo di riferimento più elevato e quindi un pagamento inferiore di regolamento ex post. Nonostante il fatto che tali salvaguardie contro il trattenimento vengano meno al termine del contratto di acquisito, è importante osservare che vi saranno ancora alcuni incentivi ad adottare comportamenti manipolatori di trattenimento di capacità. Nonostante l'assenza di un regolamento ex post, il gruppo ČEZ non riterrà redditizio trattenere capacità, a causa dei costi significativi di gestione e manutenzione di una centrale elettrica di questo tipo. Inoltre, per quanto riguarda il futuro, i comportamenti abusivi sono limitati dall'ampia interconnessione con i mercati limitrofi, in quanto si prevede che il panorama della produzione di energia elettrica si baserà su un mix di fonti energetiche più diversificato e sviluppato, riducendo la capacità di influenzare i prezzi attraverso il trattenimento.

(551) In terzo luogo, secondo la Cechia, dato l'elevato grado di interconnessione del mercato ceco dell'energia elettrica con Austria, Germania, Polonia e Slovacchia, il progetto dovrebbe avere un impatto nullo o molto limitato sulla fissazione dei prezzi in Cechia tra il 2030 e il 2050, in quanto si prevede che, per la stragrande maggioranza delle ore, il prezzo di mercato per la regione interconnessa si baserà sul prezzo dell'energia elettrica generata al di fuori della Cechia. Infatti, come illustrato più dettagliatamente nella nota a piè di pagina 139, la Cechia è molto ben interconnessa con i sistemi elettrici vicini, che sono pertanto in grado di esercitare una notevole influenza sulla formazione dei prezzi nel mercato ceco. Questo quadro è in linea con i risultati della relazione Oxera, che ha valutato la tecnologia di fissazione dei prezzi nel mercato ceco dell'energia elettrica nel periodo 2030-2050 e ha concluso che il progetto si adeguerà ai prezzi sul mercato, in quanto il prezzo sarà fissato nella grande maggioranza delle ore da produttori esterni e, nelle ore restanti, principalmente dalle centrali ceche alimentate a gas e lignite. Con l'aumento della capacità di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche il numero di ore a prezzo zero dovrebbe aumentare notevolmente e raggiungere circa il 16 % entro il 2050.

(552) La Commissione osserva che tali conclusioni sono in linea con i risultati di un'analisi ([233]) del Centro comune di ricerca (JRC) della Commissione da cui emerge che nel 2022, a causa della sua posizione geografica e dell'elevato livello di capacità di interconnessione, i prezzi sul mercato ceco dell'energia elettrica sono stati in larga misura determinati dalle dinamiche di mercato dei paesi confinanti, come dimostra il fatto che la percentuale delle ore con prezzo fissato dai produttori esterni era superiore al 90 % in Cechia, uno dei rapporti più elevati dell'UE. Un fattore importante che influenza i prezzi dell'energia elettrica nella Repubblica ceca è rappresentato dal vicino mercato tedesco che, a causa delle sue grandi dimensioni e della crescente produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, incide sempre più sui modelli di prezzo dei suoi partner commerciali. Poiché la Germania scambia volumi crescenti di energia elettrica con i paesi vicini, i prezzi dell'energia elettrica di questi ultimi sono sempre più determinati dalle fluttuazioni in Germania ([234]). In effetti, nel periodo compreso tra il 2021 e il 2023 i prezzi orari cechi dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima sono stati pressoché identici (ossia con una divergenza inferiore all'1 %) nel 48 % delle ore ([235]). Secondo l'analisi del JRC, la stessa tendenza è attesa nel periodo fino al 2030, quando si prevede che in Cechia le ore con prezzo determinato da produttori esterni saranno circa l'80 %. Secondo le previsioni, nel 2030 la tecnologia di fissazione dei prezzi sul mercato ceco dell'energia elettrica sarà quella del gas naturale (circa il 50 % del tempo), seguita da lignite, petrolio, fonti energetiche rinnovabili e nucleare.

([233]) Gasparella, A., Koolen, D. e Zucker, A., *The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets*, Commissione europea, Petten, 2023, JRC134300, disponibile al seguente indirizzo: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300.

([234]) BloombergNEF: *EU Power Weekly: Identifying Europe's «Macrogrids»*, 10 febbraio 2020.

([235]) Piattaforma per la trasparenza dell'ENTSO-E.

(553) In quarto luogo, la Cechia sostiene che i risultati del mercato dell'energia elettrica possono variare notevolmente da un periodo di regolamento orario all'altro e che le quote complessive del mercato della generazione di energia elettrica non forniscono un quadro completo del potere di mercato. La Cechia ritiene che indicatori quali il *residual supply index* ([236]), che calcola in che misura un produttore di energia è necessario per soddisfare la domanda residua, siano utili per valutare la capacità di un produttore di energia elettrica di agire in modo indipendente dai suoi concorrenti. Come mostra l'analisi contenuta nella relazione Oxera, la «cardinalità» di ČEZ in base al *residual suppy index* dovrebbe diminuire notevolmente dal 2030 al 2050. Sebbene si preveda che nel 2030 ČEZ sia «cardinale» in quasi tutte le ore, la percentuale di ore in cui sarà determinante scenderà sotto il 10 % entro il 2050. È importante sottolineare che questa tendenza è influenzata solo in minima parte dalla messa in servizio del progetto, in quanto la «cardinalità» di ČEZ aumenta solo del 14 % a causa del progetto, e tale effetto dovrebbe scomparire entro il 2050. La Commissione osserva che la probabilità di manipolazione dei prezzi in linea generale aumenta quando ČEZ è dominante. Con quote di mercato generalmente superiori al 50 % su uno specifico mercato rilevante, la posizione dominante è presunta, in quanto quote molto alte costituiscono di per sé, e salvo circostanze eccezionali, la prova dell'esistenza di una posizione dominante ([237]). Al tempo stesso, ai fini della valutazione della posizione dominante, le quote di mercato sono solo il punto di partenza e vi sono altri aspetti che devono essere presi in considerazione ([238]). La Commissione osserva a tal proposito che le quote di mercato di ČEZ nella produzione di energia elettrica diminuiscono nel tempo e in particolare sono destinate a diminuire in modo significativo nel 2040 e comunque saranno inferiori al 45 % entro il 2050. Inoltre la Commissione non ha rilevato alcun motivo per ritenere che tale evoluzione della «cardinalità» di ČEZ non sia accurata e plausibile. In particolare, dalle osservazioni dei terzi non traspare molta preoccupazione circa una possibile distorsione del mercato attraverso il progetto.

(554) In quinto luogo, la Cechia ha fatto riferimento alle conclusioni della relazione Oxera secondo cui la messa in servizio di EDU II avrà un effetto modesto riducendo il prezzo dell'energia elettrica sul mercato ceco di circa 2 EUR/MWh tra il 2040 e il 2050.

(555) In conclusione, alla luce delle argomentazioni di cui sopra, la Commissione ritiene che le distorsioni della concorrenza per quanto riguarda il potenziale trattenimento di capacità siano limitate al minimo. La Commissione ritiene altresì che, così come la misura è attualmente progettata, i rischi di liquidità del mercato che potrebbero sorgere presentino un'entità minore e che l'impatto sui prezzi, sugli investimenti e sui flussi transfrontalieri sia ridotto al minimo.

8.3.3.6.4. Ruolo della società veicolo sul mercato

(556) Nella decisione di avvio la Commissione ha inizialmente ritenuto che la struttura della società veicolo, così come era nota in quel momento, fosse generalmente un'impostazione idonea ad attenuare eventuali preoccupazioni in materia di concorrenza. Tuttavia l'impatto di tale impostazione sul mercato, e in particolare del ruolo della società veicolo, era ancora difficile da valutare in considerazione delle modifiche che la Cechia continuava ad apportare alla struttura del progetto e quindi a causa della mancanza di informazioni sufficientemente consolidate. Per questo motivo, la Commissione ha sollevato dubbi sugli effetti della società veicolo sul mercato.

(557) A seguito della decisione di avvio, la Cechia ha meglio illustrato in diverse comunicazioni il ruolo della società veicolo sulla situazione del mercato in Cechia (cfr. i considerando da 273 a 278, supra).

(558) Alla luce di tali comunicazioni, la Commissione conclude che la Cechia ha chiarito in misura sufficiente gli aspetti che avevano indotto la Commissione a sollevare i dubbi nella decisione di avvio, aggiungendo ulteriori spiegazioni. Tale conclusione si fonda sui motivi illustrati in appresso.

([236]) Il *residual supply index* è dato dal rapporto tra la capacità disponibile, meno la capacità dell'impresa, e la domanda residua.
([237]) Sentenza del 3 luglio 1991, *AKZO Chemie BV/Commissione delle Comunità europee*, C-62/86, ECLI:EU:C:1991:286, punto 60.
([238]) Sentenza del 13 febbraio 1979, *Hoffmann-La Roche & Co./Commissione*, C-85/76, ECLI:EU:C:1979:36, punti da 39 a 41.

(559) In primo luogo, la Commissione nutriva perplessità circa l'autonomia della società veicolo e, in particolare, si chiedeva se essa avrebbe sufficientemente agito come un soggetto privato teso a realizzare i massimi profitti. A tal fine, è importante osservare che la società veicolo ed EDU II non possono coordinare, da un lato, il funzionamento della centrale nucleare e, dall'altro, il commercio dell'energia elettrica prodotta. Mentre ČEZ è l'unico azionista di EDU II (cfr. sezione 3.2.1), le azioni della società veicolo sono detenute esclusivamente dallo Stato ceco e pertanto un eventuale coordinamento non può essere esercitato da ČEZ. Tuttavia, poiché lo Stato ceco detiene una partecipazione di controllo sia in ČEZ (cfr. considerando 32) che nella società veicolo, sarebbe ipotizzabile che la Cechia coordinasse essa stessa, da un lato, il funzionamento della centrale nucleare e, dall'altro, il comportamento commerciale della società veicolo per massimizzare i profitti di ČEZ.

(560) La Commissione osserva che la struttura di governance della società veicolo tiene separato il processo decisionale in materia di strategia commerciale da EDU II, garantendo l'autonomia e riducendo al minimo i rischi di influenze indebite. Ciò è particolarmente importante in quanto rende improbabile che lo Stato ceco utilizzi la propria partecipazione di controllo in ČEZ e quindi in EDU II, da un lato, e il controllo sulla società veicolo dell'altro, per massimizzare i profitti di ČEZ, di cui beneficia potenzialmente e indirettamente attraverso i pagamenti di dividendi, attraverso l'aumento della capacità di generazione di ČEZ e il simultaneo e nuovo collegamento verticale con i mercati all'ingrosso e al dettaglio attraverso la società veicolo. In tal modo, la Commissione ritiene che sia garantito che il funzionamento e la strategia commerciale della società veicolo non siano influenzati dagli interessi particolari di un operatore di mercato (ČEZ) e che rimangano in linea con i più ampi obiettivi di interesse pubblico della sicurezza dell'approvvigionamento e di prezzi dell'energia accessibili.

(561) In secondo luogo, destava preoccupazione la possibilità che la struttura della società veicolo falsasse i segnali del mercato, in particolare per quanto riguarda il dispacciamento della centrale elettrica. Tuttavia, in base al contratto di acquisto rivisto, la società veicolo non ha alcuna influenza sulle decisioni di dispacciamento della centrale elettrica che sono interamente sotto il controllo di EDU II. Come concluso nella sezione 8.3.3.5.1.2, la formula per il calcolo della remunerazione garantisce che EDU II sia incentivata a operare in modo efficiente sul mercato dell'energia elettrica, limitando le distorsioni del segnale di prezzo di mercato o dell'ordine di merito.

(562) La Commissione osserva inoltre che l'analisi di Oxera ([239]), citata dalla Cechia, suggerisce che la messa in servizio della centrale nucleare non inciderà in modo sostanziale sui prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica o sulla posizione di ČEZ sul mercato. La centrale nucleare non influenzerebbe in modo significativo i prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, il che conferma che l'attività della società veicolo e la messa in servizio dell'impianto non falseranno le dinamiche di mercato né conferiranno vantaggi indebiti a operatori specifici.

(563) In terzo luogo, destava particolare preoccupazione l'incertezza circa le modalità di vendita dell'energia elettrica da parte della società veicolo, in particolare ai consumatori industriali. In risposta, la Cechia si è impegnata a far sì che la società veicolo venda in borsa almeno il 70 % dell'energia elettrica prodotta da EDU II (cfr. considerando 112) e il resto mediante aste soggette a condizioni che impediscano distorsioni della concorrenza sul mercato o sui mercati dell'energia elettrica (cfr. considerando 113).

(564) La Cechia ha spiegato che i parametri previsti per le future aste di energia nucleare comprenderanno dimensioni stimate dei lotti comprese tra 1 e 10 MW, una durata dei contratti d'asta di un anno, di un trimestre o di un periodo più breve. Le aste saranno organizzate secondo la modalità *pay-as-bid*, con un prezzo base predefinito che sarà reso noto non più di uno o due giorni prima della chiusura dell'offerta. Inoltre la frequenza delle aste è fissata su base trimestrale o annuale, secondo regole trasparenti che prevedono la pubblicazione dell'avviso d'asta 30 giorni prima dell'inizio della medesima. Infine, la durata delle aste non supererà un periodo di sette giorni di calendario e l'esito sarà annunciato entro la settimana successiva. Ciò vale sia per le aste effettuate nel corso del contratto di acquisto sia per quelle che si terranno nel periodo successivo. Questi parametri previsti consentono di attendersi legittimamente che le aste si svolgano in modo non discriminatorio, consentendo a un gruppo sufficientemente ampio di partecipanti al mercato di presentare offerte in modo efficace e trasparente.

([239]) Cfr. la relazione Oxera.

(565) In circostanze eccezionali, EDU II ha il diritto di vendere direttamente energia elettrica sul mercato all'ingrosso. Ciò accade tuttavia soltanto quando la società veicolo non adempie al proprio obbligo di prelievo ai sensi del contratto di acquisto. In tali circostanze, la centrale elettrica è ancora in funzione e l'energia elettrica deve essere immessa sul mercato. Appare quindi ragionevole che EDU II abbia la possibilità alternativa di vendere direttamente l'energia elettrica. Occorre tuttavia evitare che ciò possa consentire a EDU II di aggirare tutte le limitazioni poste in essere al fine di garantire una vendita non discriminatoria dell'energia elettrica. La Commissione osserva che la Cechia si è impegnata a garantire che, in questo caso, EDU II venderà tutta l'energia elettrica prodotta sul mercato a pronti adeguandosi ai prezzi (come *price-taker*). In tal modo, EDU II non può selezionare alcun acquirente specifico (poiché la vendita avviene in una borsa anonima) né determinare il prezzo o le condizioni di vendita (poiché i prodotti standard sono venduti al prezzo marginale quotato in borsa). Tale approccio è coerente anche con il problema di fondo da risolvere: se la società veicolo non acquista l'energia elettrica prodotta, è necessaria una soluzione rapida per smaltire la produzione della centrale elettrica. L'utilizzo del mercato a pronti come *price-taker* fornisce questa soluzione rapida e affidabile. Alla luce di tali impegni, la Commissione ritiene che la soluzione alternativa che prevede vendite dirette eccezionali da parte di EDU II non comporti ulteriori problemi sotto il profilo della concorrenza.

(566) Anche in casi eccezionali di riduzione significativa della liquidità delle borse pertinenti, tali condizioni degli scambi non cambierebbero e la società veicolo può modificare solo temporaneamente il rapporto di assegnazione dell'energia elettrica prodotta alle piattaforme di negoziazione. Più specificamente, in questi casi il 50 % dell'energia elettrica prodotta potrebbe essere scambiato nelle borse e il 50 % mediante aste (cfr. considerando da 117 a 118). Questa gestione trasparente garantisce un accesso equo all'energia elettrica prodotta e rafforza l'integrità del mercato.

(567) In quarto luogo, la Cechia ha fornito rassicurazioni sul fatto che la società veicolo e ČEZ opereranno in modo indipendente con strutture di governance e di gestione distinte. L'eventuale esternalizzazione delle proprie attività di negoziazione da parte della società veicolo avverrebbe tramite una gara pubblica non discriminatoria, affinché non sia favorito un particolare soggetto. Tuttavia, per quanto riguarda ČEZ, la società veicolo non deve esternalizzare le proprie attività di negoziazione di energia elettrica al gruppo ČEZ o a soggetti che fanno parte di tale gruppo (cfr. considerando 46). Lo Stato ceco si è impegnato a far sì che ČEZ non riacquisti di fatto il controllo sulla vendita della produzione di EDU II mediante delega, eludendo in tal modo gli effetti della struttura che prevede la società veicolo.

(568) La Commissione osserva che ČEZ supervisionerà l'attività di EDU II in qualità di promotore del progetto e azionista unico di EDU II. Il coinvolgimento diretto di ČEZ si limiterà al conferimento di capitale proprio in EDU II ed eventualmente alla prestazione a quest'ultima di servizi condivisi a condizioni di mercato.

(569) La Commissione osserva inoltre che la struttura di governance di ČEZ sarà separata da quella del beneficiario dell'aiuto di Stato, EDU II (in quanto sviluppatore, proprietario e gestore della centrale nucleare). EDU II sarà un soggetto giuridico distinto con un consiglio di amministrazione e una direzione separati con obbligo fiduciario nei confronti della società stessa, che sarà gestita in modo indipendente, sia dal punto di vista finanziario che operativo, e sarà soggetta al controllo normativo. EDU II disporrà di una struttura di rendicontazione definita per le comunicazioni con ČEZ in qualità di società madre. La struttura di governance garantirà l'indipendenza di EDU II da ČEZ limitando di fatto la capacità di quest'ultima di interferire indebitamente nell'attività giornaliera di EDU II. EDU II agirà conformemente agli incentivi previsti dalla formula per il calcolo della remunerazione in linea con la propria strategia operativa. La Commissione conclude che la Cechia ha chiarito in misura sufficiente gli aspetti che avevano indotto la Commissione a sollevare dubbi nella decisione di avvio, aggiungendo ulteriori spiegazioni sul rapporto tra la società veicolo, EDU II e ČEZ.

(570) La Commissione ha preso atto dell'esistenza di una possibile influenza indebita in caso di esternalizzazione delle attività di negoziazione della società veicolo. Questo tipo di rischi è comunque ridotto in modo significativo grazie all'impegno assunto dalla Cechia a indire una gara aperta e non discriminatoria per tutte le esternalizzazioni di questo tipo, esclusa l'esternalizzazione a ČEZ, cui si aggiungono disposizioni contrattuali volte a mantenere la titolarità della strategia di negoziazione in capo alla società veicolo.

(571) Alla luce di quanto precede, la Commissione conclude che le preoccupazioni inizialmente sollevate sono state adeguatamente affrontate dalla Cechia. Le misure descritte e le misure di salvaguardia messe in atto garantiscono il funzionamento e un'adeguata competitività del mercato. La Commissione pertanto non nutre altri dubbi circa l'impatto sul mercato del ruolo della società veicolo proposto.

8.3.3.6.5. Conclusioni sugli effetti negativi indebiti sulla concorrenza e sugli scambi

(572) Alla luce delle considerazioni formulate nelle sezioni 8.3.3.6.1, 8.3.3.6.2, 8.3.3.6.3, 8.3.3.6.4 di cui sopra, e tenendo conto degli impegni assunti dalla Cechia, la Commissione conclude che, nel complesso, l'effetto potenzialmente distorsivo della concorrenza è limitato.

8.3.4. *Raffronto tra gli effetti positivi dell'aiuto e gli effetti negativi sulla concorrenza e sugli scambi*

(573) A seguito di un'attenta valutazione nella sezione 8.3.2 della presente decisione, la Commissione riconosce che il pacchetto di misure è volto a promuovere un investimento nell'energia nucleare e contribuisce pertanto allo sviluppo di un'attività economica, vale a dire la produzione di energia elettrica da fonti energetiche nucleari, contribuendo nel contempo alla sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica.

(574) La Commissione prende inoltre atto del fatto che tale attività, sulla base dell'impegno a dare attuazione ai criteri di vaglio tecnico per le attività economiche nel settore dell'energia nucleare stabiliti nel regolamento sulla tassonomia dell'UE, sarebbe considerata un investimento ecosostenibile ai sensi di tale regolamento.

(575) La Commissione riconosce che senza l'aiuto, comprensivo di tutte e tre le misure che compongono il pacchetto di aiuti, non ci si possa aspettare che l'investimento sia attuato. L'aiuto è pertanto necessario per lo sviluppo di tale attività economica.

(576) La Commissione ha constatato che il contratto di acquisto, con una durata ridotta a 40 anni, l'aiuto finanziario rimborsabile e il meccanismo di protezione nel caso di cambiamenti della normativa, combinati, e così come strutturati nelle misure notificate, sono strumenti adeguati. L'indagine formale non ha fornito elementi di prova del fatto che altre misure sarebbero state altrettanto efficaci con minori effetti distorsivi.

(577) L'aiuto sarà concesso in modo proporzionato, in quanto il beneficiario non tratterrà utili in eccesso oltre quelli strettamente necessari per garantire l'operatività economica e la redditività della centrale nucleare. La durata ridotta del contratto di acquisto garantisce che, dopo il rimborso del costo del capitale, l'impianto sia pienamente esposto a rischi di prezzo.

(578) In particolare, la Commissione osserva che anche durante il periodo del contratto di acquisto, la formula per il calcolo della remunerazione incentiva fortemente EDU II a gestire l'impianto in modo efficiente, utilizzando le capacità flessibili esistenti per reagire ai prezzi di mercato.

(579) La revisione periodica di una serie chiaramente definita di valori di input nel modello finanziario, che consente un aggiustamento verso l'alto e verso il basso, garantisce che le notevoli incertezze attualmente esistenti per quanto riguarda i costi di esercizio e di capitale non determinino una sovracompensazione per il beneficiario. L'applicazione di un meccanismo di condivisione degli utili garantisce inoltre che EDU II continui a essere incentivata a operare nel modo più efficiente possibile, condividendo nel contempo con lo Stato il maggiore rendimento del capitale proprio, limitando in tal modo la sovracompensazione qualora l'andamento dei costi o delle entrate sia migliore del previsto.

(580) Il tasso di rendimento del capitale proprio auspicato del [9-11] % è proporzionato, dato il rischio del progetto, tenendo debitamente conto degli effetti di attenuazione dei rischi delle misure di aiuto.

(581) La Commissione osserva inoltre che ČEZ non controllerà le attività di negoziazione della società veicolo e sarà soggetta a vincoli che ne limitano l'interesse e la capacità di abusare di un eventuale rafforzamento della propria posizione di mercato derivante dalla misura. L'elevata interconnettività del sistema ceco porrà inoltre ulteriori vincoli all'esercizio di un potere di mercato. La Commissione osserva inoltre che gli impegni commerciali garantiscono una vendita costante di energia elettrica da parte della società veicolo, e successivamente di ČEZ, a condizioni non discriminatorie a tutti i partecipanti al mercato, il che può migliorare la liquidità sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica a breve termine e potrebbe favorire la concorrenza nei mercati al dettaglio.

(582) Alla luce delle considerazioni formulate nella sezione 8.3.3 di cui sopra e tenendo conto degli impegni offerti dalle autorità ceche e dal beneficiario dell'aiuto, la Commissione conclude che, nel complesso, l'effetto potenzialmente distorsivo della concorrenza è limitato.

(583) Dopo un'approfondita ponderazione e considerazione degli impegni offerti, la Commissione è giunta alla conclusione che le distorsioni della concorrenza che derivano dalla misura sono mantenute al minimo necessario e compensate dagli effetti positivi delle misure.

8.3.5. *Conclusioni sulla compatibilità dell'aiuto*

(584) Sulla base della valutazione condotta e alla luce delle circostanze specifiche del caso in esame, la Commissione è dell'opinione che il pacchetto di misure notificato e successivamente modificato, compresi gli impegni assunti, è compatibile con il mercato interno ai sensi dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE.

9. **CONCLUSIONI**

(585) La misura modificata è compatibile con il mercato interno sulla base dell'articolo 107, paragrafo 3, lettera c), TFUE.

(586) La Commissione osserva che le è stato fornito, a fini di valutazione, il progetto del contratto di acquisto, dell'accordo tra investitori e dell'aiuto finanziario rimborsabile, come concordati finora tra lo Stato ceco, CEZ e EDU II. Le autorità ceche hanno dichiarato che la parte restante dei termini e delle condizioni nonché i documenti definitivi del finanziamento conterranno clausole standard che qualsiasi investitore richiederebbe per progetti simili (cfr. considerando 194). Poiché la Commissione non ha avuto la possibilità di verificare i documenti definitivi, nel caso in cui essi modificassero la misura presentata nella presente decisione, le autorità ceche dovranno notificarli alla Commissione,

HA ADOTTATO LA PRESENTE DECISIONE:

Articolo 1

L'aiuto cui la Cechia intende dare esecuzione per sostenere la costruzione e il funzionamento di una nuova centrale nucleare nel sito di Dukovany è compatibile con il mercato interno.

Articolo 2

La Repubblica ceca è destinataria della presente decisione.

Fatto a Bruxelles, il 30 aprile 2024

Per la Commissione
Margrethe VESTAGER
Vicepresidente esecutiva

ALLEGATO

Dati di input per il modello finanziario soggetti a modifiche

Dopo la gara d'appalto per i servizi EPC

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Durata della fase 2 di sviluppo	Durata della fase 2 dello sviluppo del progetto	Inp_C	43	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il calendario esatto sarà confermato in base all'offerta vincente per i servizi EPC.
Durata del periodo di costruzione	Durata del periodo di costruzione del progetto	Inp_C	47	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il calendario esatto sarà confermato in base all'offerta vincente per i servizi EPC.
Periodo di piena operatività	Durata del periodo di piena operatività del progetto (escluse le prove di funziona-mento)	Inp_C	51	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il calendario esatto sarà confermato in base all'offerta vincente per i servizi EPC.
Spesa in conto capitale di base — fase di sviluppo 2	Costo della fase 2 dello sviluppo del progetto	Inp_C	59	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Spesa in conto capitale di base — fase di costruzione	Costo della fase di costruzione del progetto	Inp_C	60	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Capacità lorda dell'impianto	La capacità lorda dell'impianto (escluse eventuali deduzioni per consumo per usi propri)	Inp_C	112	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Consumo per usi propri	Quantità di consumo necessaria per il funziona-mento dell'impianto	Inp_C	113	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Disponibilità in periodo di collaudo	Disponibilità dell'impianto durante il periodo di collaudo	Inp_C	132	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Disponibilità nel periodo post-collaudo	Disponibilità dell'impianto durante il pieno funziona-mento	Inp_C	135, 138	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Programmazione della spesa in conto capitale nella fase 2 di sviluppo	Programma di spesa durante la fase 2 della fase di sviluppo del progetto	Inp_V	43-48 (scelto a Inp_C 65)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi e il calendario esatto saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Programmazione spese in conto capitale durante la costruzione	Programma di spesa durante la costruzione	Inp_V	53-61 (scelto a Inp_C 66)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi e il calendario esatto saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Ipotesi di disponibilità	Piano annuale di disponibilità dell'impianto	Inp_V	70-82 (scelto a Inp_C 138)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I parametri che incidono sulle ipotesi di disponibilità dipendono dalle specifiche tecniche dell'impianto e saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC. L'aggiornamento non può però ridurre le ipotesi di disponibilità contenute nel modello finanziario del 15 marzo 2024, che si basano sul progetto della centrale conforme ai requisiti minimi europei in materia di servizi di distribuzione dell'energia per le centrali nucleari con tecnologia LWR.
Costi variabili	Costi che sono in gran parte determinati dalla produzione dell'impianto (ad esempio combustibile, smaltimento di rifiuti non radioattivi, riserva disattivazione)	Inp_V	143-220 (scelto a Inp_C 226)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Costi fissi	Costi che saranno sostenuti indipendente-mente dalla produzione dell'impianto (ad esempio salari, forniture per ufficio, sicurezza)	Inp_V	237-279 (scelto a Inp_C 225)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Costi del ciclo di vita	Costi che saranno sostenuti per la sostituzione e la ristruttura-zione completa dei componenti della centrale nucleare	Inp_V	286-295 (scelto a Inp_C 227)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Costi di esercizio	Profilazione dei valori del parametro c nella formula per il calcolo della remunera-zione.	Inp_V	502-506	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I costi saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Costi aggiuntivi dovuti all'inseguimento del carico	Costi non rilevati in altre voci di costo determinati dal funziona-mento a inseguimento del carico dell'impianto	Inp_V	300-304 (scelto a Inp_C 228)	Giustificato dall'esito della gara per i servizi EPC (i costi saranno specificati sulla base delle specifiche tecniche dell'offerente).
Debito originario — Tasso di interesse fisso/variabile	Determina se il tasso di interesse per l'aiuto finanziario rimborsabile è fisso o variabile	Inp_C	337	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.
Debito originario — Tasso di interesse — margine durante il funzionamento	Il costo del capitale di debito per l'aiuto finanziario rimborsabile durante la fase di funziona-mento	Inp_C	346-356	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.
Debito originario — commissioni	Commissioni relative alla garanzia dell'aiuto finanziario rimborsabile	Inp_C	359-361	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.
Modalità di rimborso del debito stand-by	Opzione di rimborso del capitale di eventuali debiti stand-by	Inp_C	376	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Debito stand-by — tasso di interesse fisso/variabile	Determina se il tasso di interesse per il debito stand-by è fisso o variabile	Inp_C	380	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.
Debito stand-by — tasso di interesse — margine durante il funzionamento	Il costo del capitale di debito per il debito stand-by durante la fase di costruzione	Inp_C	389-399	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.
Debito stand-by — commissioni	Commissioni connesse alla garanzia del debito stand-by	Inp_C	402-404	Aggiornato per rispecchiare le condizioni dell'aiuto finanziario rimborsabile.
Ammortamento del costo del combustibile	Durata dell'ammortamento dei costi del combustibile	Inp_C	230	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Ammortamento del costo del ciclo di vita	Durata dell'ammortamento dei costi del ciclo di vita	Inp_C	233	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Giorni capitale circolante	Giorni tra la produzione di energia elettrica e il pagamento	Inp_C	251-253	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC (termini di pagamento con l'appaltatore EPC e con la società veicolo). L'ipotesi attuale nel modello può essere aggiornata per allinearla alle condizioni di prelievo e rimborso dell'aiuto finanziario rimborsabile e alle eventuali disposizioni contrattuali del contratto EPC.
Inizio del periodo di finanziamento attivo del debito	Inizio del prelievo dell'aiuto finanziario rimborsabile	Inp_C	276	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il calendario esatto è legato all'inizio della fase di sviluppo 2 e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Limitazione dei dividendi tramite utili non distribuiti	Determina se i dividendi sono limitati da utili non distribuiti	Inp_C	455	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. L'offerta per i servizi EPC definirà i costi di costruzione e, di conseguenza, l'importo del debito e la struttura di finanziamento finale. Può incidere su questo dato di input anche la forma di capitale proprio.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Profilazione del quantitativo di riferimento (k)	Profilazione dei valori per il parametro k nella formula per il calcolo della remunera-zione	Inp_V	473-485 (scelto a Inp_C 185)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Profilazione del parametro alfa	Profilazione dei valori per il parametro alfa utilizzato nella formula per il calcolo della remunera-zione	Inp_V	489-493 (scelto a Inp_C 187)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. Il parametro dipende dalle specifiche tecniche e dai costi di esercizio dell'impianto e sarà confermato sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Ipotesi di inseguimento del carico — copiato dal modello di reddito — % delle entrate	Impatto sulle entrate che rappresentano il vantaggio di un comporta-mento di inseguimento del carico (modellizzato nel modello di reddito)	Inp_V	523-540 (scelto a Inp_C 198)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I parametri che incidono sulle ipotesi di disponibilità di inseguimento del carico dipendono dalle specifiche tecniche dell'impianto e saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC. L'aggiornamento non può però ridurre le ipotesi di disponibilità contenute nel modello finanziario del 15 marzo 2024, che si basano sul progetto della centrale conforme ai requisiti minimi europei in materia di servizi di distribuzione dell'energia per le centrali nucleari con tecnologia LWR.
Ipotesi di inseguimento del carico — copiato dal modello di reddito — % del costo di esercizio	Impatto sui costi che rappresentano il vantaggio di un comporta-mento di inseguimento del carico (modellizzato nel modello di reddito)	Inp_V	536-542 (scelto a Inp_C 199)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione dell'appaltatore EPC. I parametri che incidono sulle ipotesi di disponibilità di inseguimento del carico dipendono dalle specifiche tecniche dell'impianto e saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC. L'aggiornamento non può però ridurre le ipotesi di disponibilità contenute nel modello finanziario del 15 marzo 2024, che si basano sul progetto della centrale conforme ai requisiti minimi europei in materia di servizi di distribuzione dell'energia per le centrali nucleari con tecnologia LWR.
DSCR auspicato	L'indice di copertura auspicato del servizio del debito per il servizio del debito totale	Inp_C	297, 328-330	Giustificato dal completamento dell'aiuto finanziario rimborsabile e dell'EPC (i costi di costruzione saranno confermati mediante l'offerta EPC).
LLCR auspicato	L'indice di copertura auspicato della durata del prestito per il servizio del debito totale	Inp_C	301	Giustificato dal completamento dell'aiuto finanziario rimborsabile e dell'EPC (i costi di costruzione saranno confermati mediante l'offerta EPC).

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
PLCR auspicato	L'indice di copertura auspicato della durata del progetto per il servizio del debito totale	Inp_C	304	Giustificato dal completamento dell'aiuto finanziario rimborsabile e dell'EPC (i costi di costruzione saranno confermati mediante l'offerta EPC).
Debito originario — durata del debito e periodo di moratoria	La durata totale dell'aiuto finanziario rimborsabile	Inp_C	311-312	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Modalità di rimborso del debito originario	Piano di rimborso del capitale per l'aiuto finanziario rimborsabile	Inp_C	329	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Dettagli del conto di riserva per la manutenzione	Conto utilizzato per coprire una parte della manutenzione prevista in un determinato periodo di previsione	Inp_C	466-472	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Conto di riserva per il servizio del debito	Conto utilizzato per coprire una parte del servizio previsto del debito in un determinato periodo di previsione	Inp_C	482-502	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Dettagli del conto di riserva per la disattivazione	Conto per la copertura dei costi di disattivazione previsti	Inp_C	474-480	Aggiornato in caso di aumenti dei costi giustificati da motivi legittimi.
Riserva di disattivazione	Profilazione del fabbisogno di finanziamento per la riserva di disattivazione	Inp_V	310-315 (scelto a Inp_C 477)	Aggiornato in caso di aumenti dei costi giustificati da motivi legittimi.
Fattore di modellazione del debito originario	Fattore di modellazione del rimborso del capitale dell'aiuto finanziario rimborsabile	Inp_V	354-364 (scelto a Inp_C 330)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Rimborsi dei debiti certi	Piano di rimborso annuale del capitale dei debiti certi	Inp_V	378-388 (scelto a Inp_C 335)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Tasso variabile per il debito originario	Profilazione del tasso variabile per il costo del capitale di debito di cui all'aiuto finanziario rimborsabile	Inp_V	390-397 (scelto a Inp_C 340)	Aggiornato per riflettere l'esito della selezione per i servizi EPC e l'aiuto finanziario rimborsabile in quanto i costi di investimento e l'importo dell'aiuto finanziario rimborsabile saranno confermati sulla base dell'offerta vincente per i servizi EPC.
Tasso ipotizzato d'inflazione	Ipotesi macroeconomiche relative ai meccanismi di indicizzazione scelti	Inp_V	15-24 (scelto a Inp_C 245-245)	Aggiornato per calcolare il valore nominale delle spese in conto capitale a partire dai dati di input overnight ricevuti nell'ambito dell'offerta EPC.
Aliquota IVA	Aliquota dell'imposta sul valore aggiunto applicabile al progetto	Inp_C	548	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Applicabilità dell'IVA	Entrate e voci di costo per le quali si applica l'IVA	Inp_C	544-556	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Imposta sulle imprese — Interessi massimi deducibili in % dell'EBITDA	Interessi passivi massimi deducibili espressi in % dell'EBITDA utilizzato per calcolare il reddito imponibile	Inp_C	562	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Aliquota dell'imposta sulle imprese	Aliquota dell'imposta sulle imprese applicabile al progetto	Inp_C	576	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Aliquota di deduzione in conto capitale — pool di aliquote generali e speciali	Aliquote delle deduzioni in conto capitale	Inp_C	581-583	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Tassazione dei costi del progetto	Determina la tassazione delle detrazioni in conto capitale relative a voci di costo specifiche	Inp_C	587-589	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Ammortamento contabile	Informazioni sull'ammortamento contabile relative alle diverse categorie di attività	Inp_V	324-336	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Ammortamento fiscale	Informazioni sull'ammortamento fiscale relative alle diverse categorie di attività	Inp_V	338-350	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).

Durante il contratto di acquisto

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Costi variabili	Costi determinati dalla produzione dell'impianto (ad esempio combustibile, smaltimento di rifiuti non radioattivi, riserva disattivazione)	Inp_V	143-220 (scelto a Inp_C 226)	I costi variabili saranno aggiornati per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi. I costi variabili che formano «c» saranno aggiornati periodicamente nell'ambito della revisione della formula per il calcolo della remunerazione.
Costi fissi	Costi che saranno sostenuti indipendentemente dalla produzione dell'impianto (ad esempio salari, forniture per ufficio, sicurezza)	Inp_V	237-279 (scelto a Inp_C 225)	Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Costi aggiuntivi dovuti all'inseguimento del carico	Costi non rilevati in altre voci di costo determinati dal funziona-mento a inseguimento del carico dell'impianto	Inp_V	297-306 (scelto a Inp_C 228)	Nel caso in cui un evento dovuto a motivi legittimi determini uno sforamento dei costi aggiuntivi di inseguimento del carico il dato di input «costo aggiuntivo dovuto a inseguimento del carico» sarà aggiornato di conseguenza nel modello finanziario. Anche i costi aggiuntivi dovuti all'inseguimento del carico saranno rivisti e aggiornati nell'ambito della revisione periodica della formula per il calcolo della remunerazione del contratto di acquisto.
Superamento della spesa in conto capitale — fase di sviluppo 1	Entità dell'eventuale superamento della spesa verificatosi durante la prima fase di sviluppo	Inp_C	70	Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.
Superamento della spesa in conto capitale — fase di sviluppo 2	Entità dell'eventuale superamento della spesa verificatosi durante la seconda fase di sviluppo	Inp_C	71	Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.
Superamento della spesa in conto capitale — fase di costruzione	Importo di eventuali superamenti della spesa verificatisi durante la costruzione	Inp_C	72	Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.
Percentuale di superamento che rientra tra i motivi legittimi	Percentuale di superamenti dovuti a motivi legittimi	Inp_C	77	Giustificato da sforamenti dei costi in evento dovuto a motivi legittimi. Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.
Superamento della spesa in conto capitale — fase di sviluppo 1	Profilazione dell'eventuale superamento della spesa verificatosi durante la prima fase di sviluppo	Inp_V	415-420 (scelto a Inp_C 83)	Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Superamento della spesa in conto capitale — fase di sviluppo 2	Profilazione dell'eventuale superamento della spesa verificatosi durante la seconda fase di sviluppo	Inp_V	425-430 (scelto a Inp_C 84)	Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.
Superamento della spesa in conto capitale — fase di costruzione	Profilazione dell'eventuale superamento delle spese durante la costruzione	Inp_V	435-440 (scelto a Inp_C 85)	Giustificato da sforamenti dei costi in evento dovuto a motivi legittimi. Aggiornato per tenere conto degli sforamenti dei costi negli eventi dovuti a motivi legittimi.
Tasso ipotizzato d'inflazione	Ipotesi macroeconomiche relative ai meccanismi di indicizzazione scelti	Inp_V	15-24 (scelto a Inp_C 245-245)	Aggiornamenti per riflettere le variazioni del valore dei rispettivi indici nel tempo. L'aggiornamento dei valori sarà supervisionato dal MIT.
Aliquota IVA	Aliquota dell'imposta sul valore aggiunto applicabile al progetto	Inp_C	548	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Applicabilità dell'IVA	Entrate e voci di costo per le quali si applica l'IVA	Inp_C	544-556	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Imposta sulle imprese — Interessi massimi deducibili in % dell'EBITDA	Interessi passivi massimi deducibili espressi in % dell'EBITDA utilizzato per calcolare il reddito imponibile	Inp_C	562	Giustificato da modifiche del diritto tributario aggiornate in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).

Input	Descrizione del dato di input	Foglio	Riga	Motivazione dell'aggiornamento
Aliquota dell'imposta sulle imprese	Aliquota dell'imposta sulle imprese applicabile al progetto	Inp_C	576	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Tassazione dei costi del progetto	Determina la tassazione delle detrazioni in conto capitale relative a voci di costo specifiche	Inp_C	587-589	Aggiornato in caso di modifiche legislative in entrambe le direzioni (aumento o diminuzione rispetto alle ipotesi iniziali).
Profilazione del quantitativo di riferimento (k)	Profilazione dei valori per il parametro k utilizzato nella formula per il calcolo della remunera-zione	Inp_V	473-485 (scelto a Inp_C 185)	Il quantitativo di riferimento sarà determinato ex ante ogni cinque anni. Il valore di k cambierà nel corso del contratto di acquisto (nell'ambito di queste revisioni periodiche), rispecchiando la produzione dell'impianto prevista per ogni anno sulla base delle attività di manutenzione, prima dell'impatto di un eventuale funzionamento a inseguimento del carico. Questo parametro sarà aggiornato anche in caso di motivi legittimi.
Profilazione del parametro alfa	Profilazione dei valori per il parametro alfa utilizzato nella formula per il calcolo della remunera-zione	Inp_V	489-493 (scelto a Inp_C 187)	Il parametro alfa sarà determinato ex ante ogni cinque anni (come indicato al considerando 97). Il parametro alfa è definito pari a f/c ogni anno e il suo valore dovrà essere aggiornato in linea con eventuali aggiornamenti di c, nel corso del contratto di acquisto.