DÉCISION (UE) 2025/429 DE LA COMMISSION

du 30 avril 2024

concernant la mesure d'aide d'État SA.58207 (2021/N) que la Tchéquie envisage de mettre à exécution en vue de soutenir la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Dukovany

[notifiée sous le numéro C(2024) 2858]

(Le texte en langue anglaise est le seul faisant foi.)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment son article 108, paragraphe 2, premier alinéa,

vu l'accord sur l'Espace économique européen, et notamment son article 62, paragraphe 1, point a),

après avoir invité les parties intéressées à présenter leurs observations, conformément aux dispositions ([1]) précitées, et vu les réponses obtenues,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Par lettre datée du 15 mars 2022, la Tchéquie a notifié à la Commission la mesure de soutien à la construction et à l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire (ci-après la «centrale») sur le site de Dukovany (ci-après le «projet»). Elle a fourni des informations complémentaires à la Commission par lettre datée du 5 mai 2022, à la suite de la demande de renseignements de la Commission du 21 avril 2022.

(2) Par lettre du 30 juin 2022, la Commission a fait part à la Tchéquie de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne concernant la mesure en question (ci-après la «décision d'ouverture»). La décision d'ouverture a été publiée au Journal officiel de l'Union européenne. La Commission a invité les parties intéressées à présenter leurs observations.

(3) La Tchéquie a adressé ses observations sur la décision d'ouverture le 31 août 2022.

(4) La Commission a reçu des observations de la part de tiers. Ces observations ont été communiquées à la Tchéquie, qui a eu la possibilité de les commenter, ce qu'elle a fait par lettre du 21 octobre 2022.

(5) La Tchéquie a fourni des informations complémentaires les 30 janvier 2023, 16 mars 2023, 4 avril 2023, 11 avril 2023, 24 avril 2023, 9 juin 2023, 21 juin 2023, 3 juillet 2023, 14 juillet 2023, 2 août 2023, 8 septembre 2023, 14 septembre 2023, 22 septembre 2023, 6 octobre 2023, 9 octobre 2023, 18 octobre 2023, 19 octobre 2023, 22 octobre 2023, 25 octobre 2023, 8 novembre 2023, 20 novembre 2023, 16 décembre 2023, 10 janvier 2024, 26 janvier 2024, 1er février 2024, 7 février 2024, 9 février 2024, 12 février 2024, 21 février 2024, 23 février 2024, 26 février 2024, 1er mars 2024, 7 mars 2024, 8 mars 2024, 11 mars 2024, 19 mars 2024, 20 mars 2024, 21 mars 2024 et 15 avril 2024.

(6) Le 26 janvier 2024, les autorités tchèques ont accepté, à titre exceptionnel, de renoncer à leurs droits découlant de l'article 342 du TFUE, en liaison avec l'article 3 du règlement nº 1/1958, et de voir la présente décision adoptée et notifiée en anglais.

([1]) JO C 299 du 5.8.2022, p. 5.

2. DESCRIPTION DU CONTEXTE

2.1. Production d'électricité en Tchéquie

(7) Comme expliqué à la section 2.1 de la décision d'ouverture, le bouquet énergétique de la Tchéquie est actuellement dominé par la production d'électricité à partir de lignite et d'énergie nucléaire. Le tableau suivant montre l'évolution de la capacité de production d'électricité et de la production brute d'électricité en Tchéquie entre 2000 et 2022.

Tableau 1

Évolution de la capacité de production d'électricité en gigawatts (GW) et de la production brute d'électricité en térawattheures (TWh) en Tchéquie, 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

Source: Autorités tchèques

(8) Dans son projet de plan national en matière d'énergie et de climat (ci-après «PNEC») actualisé pour 2023 ([2]), la Tchéquie a confirmé son engagement à décarboner son système électrique et à supprimer progressivement l'utilisation du charbon pour la production d'énergie et de chaleur d'ici à 2033.

(9) Selon le projet de PNEC actualisé, d'ici à 2030, les centrales photovoltaïques et éoliennes terrestres joueront un rôle important dans la décarbonation de l'approvisionnement en électricité. La Tchéquie estime que, malgré leur expansion considérable attendue, les sources d'énergie renouvelables (ci-après les «SER») intermittentes ne seront pas en mesure de décarboner le système énergétique tchèque à elles seules, car elles ne seraient pas en mesure de combler le déficit d'approvisionnement attendu. Les autorités tchèques ont expliqué qu'en Tchéquie, ces sources intermittentes avaient des facteurs de charge relativement limités, à savoir 11 % pour l'énergie photovoltaïque et 22 % pour l'énergie éolienne terrestre. En outre, il a été démontré que le potentiel de développement de l'énergie éolienne en Tchéquie était limité, en raison d'une faible acceptation par le public et de zones à forte densité de population. De surcroît, la Tchéquie ne dispose pas non plus d'un potentiel d'énergie éolienne en mer ou d'énergie hydroélectrique de grande envergure, ce qui limite encore les possibilités d'importantes capacités de production d'énergies renouvelables à grande échelle.

(10) La Tchéquie ne considère pas le gaz naturel comme un substitut approprié pour le charbon et le lignite, en raison de son facteur d'émission élevé (499 tonnes de CO_2eq/GWh contre 29 tonnes provenant du nucléaire ou 85 tonnes provenant de l'énergie solaire au cours d'un cycle de vie) et de sa dépendance à l'égard des importations de gaz. La dépendance au gaz est généralement plus élevée pendant l'hiver, étant donné que les SER ne produisent pas suffisamment d'électricité au cours de cette période et que le chauffage augmente la demande de gaz naturel. En outre, compte tenu de la situation géopolitique actuelle et de son incidence sur l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne, en particulier en provenance de Russie, les autorités tchèques entendent réduire la dépendance à l'égard des importations de gaz.

([2]) Disponible à l'adresse: https://commission.europa.eu/publications/czech-draft-updated-necp-2021-2030_en.

(11) En octobre 2019, le gestionnaire de réseau de transport tchèque ČEPS a présenté des perspectives sur l'adéquation des ressources ([3]), décrivant deux scénarios: le scénario A, un scénario de référence partant de l'hypothèse que l'électricité sera produite dans des centrales électriques au lignite modernisées (Prunéřov II, Tušimice, Mělník I et Ledvice PP), et le scénario B, un scénario à faible intensité de carbone supposant la suppression progressive de toutes les centrales au lignite, en plus de Ledvice PP. Les deux scénarios entraînent des problèmes d'adéquation.

(12) Une autre étude plus récente également réalisée par le ČEPS ([4]) met en lumière des problèmes d'adéquation des capacités de production à partir de 2030, en raison de la mise hors service d'installations de lignite et de la nécessité de porter les importations à des niveaux supérieurs à 20 % pour couvrir la demande tchèque. Les problèmes de pénurie d'électricité surviennent dans tous les scénarios à partir de 2035 et sont particulièrement prononcés dans les scénarios d'une sortie complète du charbon soit en 2033 (le scénario principal, que le ČEPS estime le plus probable) soit en 2030 (le scénario de décarbonation). Ces perspectives (fondées sur l'hypothèse d'un niveau d'importation net maximal de 20 TWh en raison de limitations techniques et de sûreté et incluant la nouvelle unité nucléaire dans ses hypothèses postérieures à 2035) soulignent que les niveaux de LOLE ([5]) resteraient insatisfaisants. Les calculs effectués pour le scénario principal montrent qu'en 2030 déjà, la capacité de production sera insuffisante pour couvrir la consommation.

(13) Les études présentées par les autorités tchèques tiennent compte des flux transfrontaliers attendus entre la Tchéquie et ses pays voisins. Le réseau électrique tchèque est bien connecté aux réseaux des États membres voisins et cette capacité de connexion devrait encore augmenter à l'avenir ([6]). Le marché tchèque de l'électricité à un jour est connecté par couplage multirégional ([7]) sur la base de l'attribution implicite de la capacité transfrontière en fonction de la capacité de transport nette. En juin 2022, le projet de couplage des marchés fondé sur les flux de la région CORE ([8]), ([9]) est devenu opérationnel et la Tchéquie a pleinement intégré ses marchés de l'électricité à un jour et infrajournaliers, en réalisant le modèle cible du marché de l'électricité dans l'Union européenne tel que défini dans le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ([10]).

([3]) Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ), 2019. Pour de plus amples informations, voir 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. Pour de plus amples informations, voir https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2023/5/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-elektrizacni-soustavy-CR-2022.pdf.

([5]) LOLE signifie «perte de charge prévue» (Loss of Load Expectation) et représente le nombre d'heures annuelles pour lesquelles, sur le long terme, il est statistiquement attendu que l'offre ne répondra pas à la demande.

([6]) Les autorités tchèques ont expliqué que l'interconnexion des systèmes électriques de la Tchéquie et des pays voisins était historiquement très forte et qu'elles s'attendaient à ce que les échanges d'électricité augmentent encore en raison de la transformation du secteur de l'énergie. Les capacités actuelles d'interconnexions du marché tchèque sont les suivantes: 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. Afin de renforcer la sécurité énergétique avec les pays voisins, plusieurs investissements sont prévus en vue d'accroître les capacités existantes. En particulier, la modernisation de l'interconnexion entre l'Allemagne et la Tchéquie est prévue pour 2027-2028 et entraînera une augmentation de la capacité d'importation du marché de 500 MW dans les deux sens (à savoir CZ00-DE00: 3 300 MW et DE00-CZ00: 3 100 MW). Une nouvelle interconnexion entre la Tchéquie et la Slovaquie (Otrokovice-Ladce) est envisagée après 2035 et l'augmentation nette de la capacité du marché qui en résultera devrait être d'environ 500 MW dans les deux sens. Pour plus de détails, voir le plan national de développement tchèque 2023-2032, disponible à l'adresse suivante: https://www.ceps.cz/en/transmission-system-development. Les autorités tchèques soutiennent que la Tchéquie est le seul pays de la région d'Europe centrale à satisfaire au critère d'une marge minimale disponible de 70 % pour les échanges entre zones [énoncé à l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943 sur l'électricité].

([7]) Le couplage multirégional relie les marchés de l'électricité de 19 pays, représentant environ 85 % de la consommation d'électricité européenne.

([8]) Une région de calcul de la capacité est une zone géographique dans laquelle les tâches de calcul de la capacité sont coordonnées par les gestionnaires de réseau de transport. La région de calcul de la capacité dénommée «CORE» comprend les frontières des zones de dépôt des offres entre l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la Tchéquie, la France, l'Allemagne, la Hongrie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Pologne, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovénie. La région «CORE» est une région créée par l'ACER dans sa décision de 2019: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2002-2019%20on%20CORE%20CCM_0.pdf.

([9]) Le projet de couplage des marchés fondé sur les flux de la région CORE vise à établir et à assurer l'exploitation quotidienne d'un couplage des marchés à un jour fondé sur les flux dans la région CORE.

([10]) JO L 197 du 25.7.2015, p. 24.

(14) À l'heure actuelle, la Tchéquie est un exportateur net d'électricité vers les pays d'Europe centrale et orientale, mais, selon le ČEPS, cela ne durera pas à l'avenir. Selon les perspectives sur l'adéquation établies en 2019, en 2025, les exportations seront réduites à 5,4 TWh, avec un solde total de 1,8 TWh en faveur de la Tchéquie. Ce solde deviendrait négatif en 2030, avec des importations d'électricité de 8,2 TWh et un solde négatif total de 5,4 TWh dans le scénario de référence. Dans le scénario à faible intensité de carbone de 2030, le solde négatif total serait de 9,2 TWh.

(15) Si la production d'électricité devrait diminuer, la consommation devrait légèrement augmenter, passant d'environ 67 TWh actuellement à environ 77,5 TWh en 2040, malgré les mesures d'efficacité énergétique prévues par la directive (UE) 2018/2002 du Parlement européen et du Conseil du 11 décembre 2018 modifiant la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique. Les perspectives sur l'adéquation établies en 2022 par le ČEPS tablent sur une augmentation mesurable de la demande d'électricité au cours des 15 prochaines années dans tous les scénarios prévus, le scénario principal affichant une augmentation de 46 % pour atteindre 98 TWh par an, par rapport au niveau actuel d'environ 67 TWh. La Tchéquie s'attend également à une augmentation de la demande d'électricité partiellement imputable à la transition du chauffage au gaz vers l'utilisation de pompes à chaleur ainsi qu'au remplacement général du gaz par l'électricité dans l'industrie.

(16) Bien que la Tchéquie soit bien connectée à ses pays voisins, les flux d'électricité varient considérablement à différents moments de l'année. Les perspectives sur l'adéquation établies en 2019 ont souligné que, dans la région d'Europe centrale (région CORE pour le calcul des capacités de transport), des périodes de pénurie d'électricité dans le réseau devraient se produire simultanément dans plusieurs pays en raison de conditions climatiques similaires, des plans de sortie progressive du charbon et de pénuries d'approvisionnement ([11]). Les autorités tchèques estiment que la baisse de la production industrielle résultant de la pénurie attendue d'électricité entraînerait un affaiblissement de la croissance économique et de la compétitivité de l'économie tchèque, ce qui pourrait également entraîner des déficits importants du côté des recettes des budgets publics. Toute coupure de courant ou pénurie d'électricité de plus longue durée risque dès lors d'avoir une incidence significative sur la stabilité sociale du pays, avec toutes les conséquences négatives qui en découlent.

(17) Selon les études susmentionnées, l'énergie nucléaire apparaît comme une option plus sûre pour les futurs investissements dans les énergies décarbonées en Tchéquie. Les autorités tchèques ont expliqué que la décision d'investir dans de nouvelles capacités nucléaires était fondée sur ses objectifs de décarbonation, ainsi que sur les résultats des perspectives sur l'adéquation établies en 2019, qui ont constitué un élément clé de la quantification des besoins de nouveaux investissements dans l'énergie nucléaire. Le gouvernement tchèque prévoit une expansion d'environ 4 GW de nouvelles capacités nucléaires (y compris l'investissement notifié) entre 2036 et 2050.

2.2. **Objectifs et contexte**

(18) Les autorités tchèques envisagent de maintenir ou d'accroître le rôle de l'énergie nucléaire dans leur production d'électricité, afin qu'elle contribue à la décarbonation de leur bouquet énergétique, à la création d'emplois et à la compétitivité industrielle, ainsi qu'à la résolution des problèmes de sécurité d'approvisionnement décrits ci-dessus. Le projet s'inscrit dans le cadre d'un programme plus vaste destiné à soutenir les sources de production à faible intensité de carbone, visant à ce que la production d'énergie nucléaire représente environ 50 % de la capacité totale de production d'électricité en Tchéquie. De fait, le plan d'action national pour le développement de l'énergie nucléaire ([12]) en Tchéquie, approuvé en juin 2015, contenait déjà des détails concernant le renforcement du rôle de l'énergie nucléaire.

([11]) Des pénuries d'électricité toucheront la Pologne, la Slovaquie, l'Autriche, la Hongrie, la Belgique, mais aussi, par exemple, l'Italie, la Serbie et la Lituanie, qui font partie de la région CORE, selon les résultats de la modélisation.

([12]) Plan d'action national pour le développement du secteur de l'énergie nucléaire en République tchèque, daté du 22 mai 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) La Tchéquie compte actuellement six unités nucléaires en service, à Temelín ([13]) et à Dukovany ([14]). Selon la Tchéquie, les quatre unités actuelles du site de Dukovany devraient fermer entre 2045 et 2047, à condition que l'Office national de la sûreté nucléaire approuve les exigences en matière de sûreté des centrales existantes tous les 10 ans au cours de leur durée de vie. Les autorités tchèques indiquent qu'il n'existe actuellement aucun engagement spécifique concernant une exploitation de ces centrales au-delà de cette période.

(20) Le projet de PNEC actualisé ([15]) pour la Tchéquie fixe des objectifs de diversification énergétique pour la part des différents combustibles dans i) le total des sources d'énergie primaire (à l'exclusion de l'électricité) et ii) la production d'électricité. Les autorités tchèques ont expliqué que la part de l'énergie nucléaire pour 2022 était respectivement de 15 % et de 37 %, tandis que le niveau cible pour 2040 était fixé à 25-33 % pour les sources d'énergie primaire (à l'exclusion de l'électricité) et à 46-58 % pour la production d'électricité.

(21) Le PNEC juge essentiel d'augmenter la part de l'énergie nucléaire et des sources renouvelables afin de remplacer les combustibles fossiles si l'on veut atteindre les engagements à long terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre. La Tchéquie s'est engagée à devenir neutre pour le climat d'ici à 2050. Pour atteindre cet objectif, il faudra modifier radicalement la structure du marché tchèque de l'énergie et les sources de production d'électricité. Les installations de production d'énergie électrique à forte teneur en carbone devront être progressivement supprimées, parallèlement au déclassement des capacités de production d'énergie nucléaire vieillissantes.

(22) Selon la Tchéquie, le pays deviendra importateur net d'électricité d'ici à 2030, et ne pas investir dans de nouvelles capacités nucléaires aggraverait sa dépendance à l'égard des importations d'électricité. La Tchéquie indique que le projet jouera un rôle crucial pour garantir la sécurité énergétique et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité, une condition essentielle pour transformer le bouquet de production en vue d'atteindre la neutralité carbone en Tchéquie. La Tchéquie indique également que les centrales électriques au lignite et au charbon qui fournissent de l'électricité sur le marché sont actuellement en cours de déclassement, ce qui devrait déboucher sur un secteur de l'électricité axé sur les importations à partir de 2025.

(23) Compte tenu de l'ampleur des besoins en capacités de remplacement et des objectifs nationaux de décarbonation et de sécurité de l'approvisionnement, au vu de la dépendance de l'économie et de la base industrielle tchèques à l'égard des ressources énergétiques, la Tchéquie a conclu qu'il était important de se doter de nouvelles et considérables capacités de remplacement nucléaires. Les autorités tchèques soulignent que les investissements dans les sources d'énergie nucléaire à faibles émissions de carbone, ainsi que dans les sources d'énergie renouvelables et les autres technologies énergétiques «zéro net», contribueront à la réalisation des objectifs de l'UE en matière de durabilité et de protection de l'environnement ([16]).

(24) La Tchéquie a en outre expliqué que le projet contribuera aussi directement à la réalisation des objectifs de REPowerEU, car il réduira la dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés, soumis à des fluctuations de prix et à des risques géopolitiques, et renforcera également la sécurité énergétique ([17]).

2.3. **Autres options pour garantir un bouquet énergétique bas carbone**

(25) Les autorités tchèques ont examiné plusieurs options pour garantir un bouquet énergétique bas carbone, à savoir des investissements dans les énergies renouvelables, la production d'électricité à partir de gaz, l'augmentation des importations, la participation active de la demande et l'énergie nucléaire. De plus amples détails sur les solutions envisagées sont présentés aux considérants 19 à 21 de la décision d'ouverture.

([13]) Les deux unités existantes du site de Temelín, équipées de réacteurs à eau pressurisée VVER-1000/320, ont été mises en service en 2002 et 2003 et ont une durée de vie de 60 ans. Ensemble, elles ont une capacité installée de 2,18 GW.

([14]) Les quatre unités existantes du site de Dukovany, équipées de réacteurs à eau pressurisée VVER-440/213, ont été mises en service entre 1985 et 1987 et avaient initialement une durée de vie de 30 ans, qui a ensuite été prolongée de 20 ans. Ensemble, elles ont une capacité installée de 2,04 GW.

([15]) Voir considérant 8 et note de bas de page 2.

([16]) Communication de la Commission intitulée «Garantir notre avenir: objectif climatique de l'Europe pour 2040 et voie vers la neutralité climatique à l'horizon 2050 pour une société durable, juste et prospère», 6 février 2024 [COM(2024) 63 final].

([17]) Communication de la Commission, Plan REPowerEU, 18 mai 2022 [COM(2022) 230 final].

(26) En raison des spécificités géographiques et des difficultés rencontrées pour élaborer des projets à grande échelle dans le domaine des énergies renouvelables en Tchéquie, le nucléaire est apparu comme une option privilégiée pour les autorités tchèques ([18]), qui considèrent que sa longue durée de vie, ses faibles émissions de CO_2, le facteur d'utilisation élevé de sa capacité, la forte concentration de sa charge de combustible et son fonctionnement stable, fiable et prévisible constituaient des avantages majeurs. Les deux centrales nucléaires de Dukovany et Temelín sont bien connectées à des sites industriels et de recherche et d'innovation. Pour ces raisons, le développement de l'énergie nucléaire a été défini comme un objectif stratégique, qui vient s'ajouter aux autres objectifs de la Tchéquie en matière de sécurité et de durabilité énergétiques (augmentation de la part des SER, élimination progressive des centrales au lignite, etc.)

2.4. Autres options concernant les mécanismes de financement de l'énergie nucléaire

(27) Le 1er octobre 2021, la Tchéquie a adopté la loi relative à des mesures pour la transition de la Tchéquie vers un secteur de l'énergie bas carbone ([19]) (ci-après la «loi bas carbone» ou la «LBC»). La LBC définit le cadre applicable à la construction et à l'exploitation, après 2030, de centrales nucléaires de plus de 100 mégawatts (ci-après «MW») en Tchéquie, y compris au projet ([20]).

(28) De plus amples détails sur les solutions envisagées sont présentés aux considérants 24 à 31 de la décision d'ouverture.

3. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DES MESURES

3.1. Modifications des mesures effectuées par la Tchéquie à la suite de la décision d'ouverture

(29) En réponse aux doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouverture (voir section 3.13 ci-dessous), la Tchéquie a modifié certains éléments des mesures initialement prévues.

(30) Plus particulièrement, ces modifications concernent:

— la durée de l'accord d'achat d'électricité (ci-après l'«AA»), qui a été ramenée de 60 ans à 40 ans (voir considérants 83 à 85),

— la formule de calcul de la rémunération du bénéficiaire au titre de l'AA, qui a été modifiée afin d'introduire de nouvelles incitations financières en faveur d'un comportement efficace en matière de planification de l'exploitation et de la maintenance (voir considérants 83 à 106),

— la justification du taux cible de rendement des capitaux propres (ci-après le «RCP»), dans laquelle la Tchéquie a supprimé la prime de risque nucléaire/prime de risque majeur autonome (voir considérants 120 à 140),

— le mécanisme de partage des gains, dans lequel un facteur de partage légèrement plus élevé postérieurement à l'AA a été introduit afin de refléter l'augmentation des risques, notamment en raison de la période plus courte (voir considérants 161 à 169),

— l'introduction de conditions pour les échanges d'électricité produite par la centrale tout au long de sa durée de vie (voir considérants 112 à 118),

— des estimations actualisées des coûts de construction et d'exploitation de la centrale afin de tenir compte de l'évolution du marché (voir section 3.6.6).

([18]) Les autorités tchèques expliquent l'importance des sources d'énergie renouvelables pour les efforts de décarbonation de la Tchéquie, mais reconnaissent également leurs limites en ce qui concerne le développement de capacités de production à grande échelle en Tchéquie (voir considérant 9 ci-dessus). En outre, la Tchéquie a envisagé d'autres solutions (telles que les importations pour combler le déficit de production ou la production d'électricité à partir de gaz naturel), qui ont été présentées dans la décision d'ouverture (voir considérants 19 à 21). Sur la base de ce qui précède, la Tchéquie a décidé qu'une combinaison de ressources nucléaires et renouvelables avait des coûts de système moins élevés et représentait donc une trajectoire de décarbonation rentable.

([19]) Les autorités tchèques expliquent que la LBC a été précédée d'un vaste processus de consultation en 2020 et 2021, qui a mis en évidence un large soutien de la part du public (63-65 % à long terme) ainsi qu'un large soutien politique.

([20]) La présente décision ne couvre pas d'éventuelles aides d'État en faveur d'autres projets au titre de la LBC: elle concerne exclusivement le soutien apporté au projet.

(31) Les modifications ci-dessus sont exposées en détail dans le reste de la section 3 de la présente décision.

3.2. **Bénéficiaires**

3.2.1. *ČEZ et EDU II*

(32) ČEZ est le seul exploitant de centrales nucléaires en Tchéquie. Il s'agit d'une société anonyme cotée sur les bourses de Prague et de Varsovie, qui est la société mère du groupe ČEZ opérant dans plusieurs pays européens (notamment la Tchéquie, l'Allemagne, la Pologne, la Slovaquie, la France, l'Italie, les Pays-Bas et l'Autriche). Le groupe ČEZ est principalement actif dans la production, l'échange et la distribution d'électricité, ainsi que dans la vente d'électricité et de chaleur. Le groupe ČEZ est également présent, dans une moindre mesure, dans les secteurs du commerce de matières premières, de la distribution et de la fourniture de gaz, de l'exploitation minière et des services énergétiques ([21]). L'actionnaire majoritaire de ČEZ est la Tchéquie, avec 69,78 %, et les droits d'actionnaire sont exercés par le ministère des finances.

(33) Le bénéficiaire direct de la mesure est Elektrárna Dukovany II a. s. (ci-après «EDU II»), une filiale à 100 % de ČEZ créée aux fins de la construction et de l'exploitation de la nouvelle centrale nucléaire sur le site de Dukovany. EDU II sera le bénéficiaire de l'AA conclu avec l'entité ad hoc ([22]) et de l'aide financière remboursable (ci-après l'«AFR») ([23]). EDU II et ČEZ bénéficient également d'une protection de l'investissement au titre du mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques.

(34) La Tchéquie a expliqué que le projet serait supervisé par deux comités (le comité de pilotage stratégique du projet et le comité de pilotage du projet) et par une équipe de direction exécutive ayant une expérience des centrales nucléaires et des centrales électriques classiques.

— Le comité de pilotage stratégique du projet ([24]) (y compris la représentation de ČEZ) est la plus haute instance chargée du projet au sein du groupe ČEZ. Il est présidé par le président-directeur général (PDG) de ČEZ et se compose de membres du conseil d'administration de ČEZ et d'autres membres importants des directions de ČEZ et d'EDU II, tels que le président-directeur général et le directeur de projet d'EDU II.

— Le comité de pilotage du projet est responsable de la gestion conjointe du projet par ČEZ et EDU II. Il est présidé par le PDG d'EDU II et se compose de membres de ČEZ et d'EDU II qui sont responsables de parties autonomes du projet. Les membres du conseil d'administration de ČEZ ont le droit d'assister régulièrement aux réunions de ce comité.

(35) Si ČEZ est le promoteur du projet chargé d'en assurer le contrôle stratégique et la supervision, EDU II est une entité distincte qui exerce toutes les fonctions de gestion sous le contrôle et la supervision effectifs de ČEZ. Les autorités tchèques soutiennent que ČEZ et EDU II seront régies indépendamment l'une de l'autre, pour les raisons suivantes.

([21]) Rapport financier annuel 2022 du groupe ČEZ, p. 2, disponible à l'adresse suivante: https://www.cez.cz/en/investors/financial-reports/annual-reports.

([22]) Pour plus d'explications, voir considérant 40 ci-dessous.

([23]) Pour plus de détails, voir considérants 170 à 180 ci-dessous.

([24]) Les principales responsabilités du comité de pilotage stratégique du projet consistent à approuver le plan du projet et ses mises à jour régulières, ainsi que les critères de poursuite et d'achèvement du projet; nommer les membres du comité de pilotage du projet et publier des directives à mettre en œuvre par ce dernier; prendre une décision sur toute question soulevée par le comité de pilotage du projet; approuver la transition du projet d'une étape à l'autre et définir les critères d'acceptation de l'achèvement du projet; évaluer les conditions de sécurité du projet; évaluer les risques importants pour la sécurité et tout incident de sécurité important du projet et, par la suite, imposer des mesures d'atténuation et/ou de résolution de ces risques; approuver l'évaluation finale du projet après la délivrance du certificat de réception finale à la fin de la période de garantie.

(36) Premièrement, la Tchéquie indique qu'il y aura une séparation juridique et financière claire entre EDU II et ČEZ. La structure de gouvernance ([25]) garantira l'indépendance d'EDU II par rapport à ČEZ et éliminera de fait toute incitation pour ČEZ à interférer indûment dans le fonctionnement quotidien d'EDU II.

(37) Deuxièmement, les conditions de l'accord d'achat viseront à préserver l'intérêt de l'État à garantir l'approvisionnement et à mettre en place des mécanismes de sanction en cas de non-respect de ses obligations contractuelles par EDU II. En toute hypothèse, l'État pourrait également, grâce à sa participation dans ČEZ ([26]), veiller à ce que la pleine exploitation de la centrale par EDU II ne soit pas entravée.

(38) Troisièmement, la Tchéquie explique qu'EDU II est fortement incitée à opérer efficacement sur le marché de l'électricité, grâce à la formule de rémunération de l'AA. Toute activité visant à réduire les recettes d'EDU II irait à l'encontre de l'intérêt économique de la société.

(39) Quatrièmement, la Tchéquie explique que le projet revêt une importance cruciale pour le portefeuille de production et les résultats financiers du groupe ČEZ, en particulier après la sortie du charbon et la mise hors service de Dukovany I (qui devrait avoir lieu entre 2045 et 2047; voir considérant 19). Selon le plan d'entreprise élaboré par ČEZ (voir considérant 76 ci-dessous), le groupe ČEZ estime que l'EBITDA annuel moyen d'EDU II sur la durée du projet était d'environ [200 à 500] millions d'EUR en chiffres réels en 2020, ce qui, toutes choses étant égales par ailleurs, représente une augmentation d'environ [10 à 20] % de l'EBITDA actuel du groupe s'il était entièrement consolidé. Dès lors, le projet, compte tenu de son ampleur, en particulier par rapport au portefeuille de production et au bilan actuels de ČEZ, aura des implications importantes pour le groupe ČEZ dans son ensemble.

3.2.2. *L'entité ad hoc*

(40) L'AA (voir section 3.6) pour l'achat de l'électricité produite par la centrale est censé être un contrat entre l'État et EDU II, le principal bénéficiaire du projet. La liste des conditions de l'AA conclu entre l'État et EDU II prévoit que l'État sera habilité à céder/déléguer certains droits et obligations découlant de l'AA (ou d'une partie spécifique de celui-ci) à une entité juridique publique à 100 % titulaire d'une autorisation pour le commerce d'électricité au titre de la loi sur l'énergie (ci-après l'«entité ad hoc»), qui deviendrait partie à cet accord à la suite de la cession/de la délégation.

(41) Si les prix de l'électricité sont supérieurs au prix d'exercice de l'AA (expliqué aux considérants 94 à 106), l'entité ad hoc n'aura pas besoin de ressources supplémentaires de la part de l'État. En revanche, si le prix d'exercice de l'AA est supérieur aux prix de marché de l'électricité, l'État devra financer la différence de prix au moyen de ressources d'État, à savoir au moyen du budget de l'État et/ou de taxes sur la consommation, conformément à la formule de rémunération de l'AA (expliquée aux considérants 88 à 93 ci-dessous). L'article 8 de la LBC laisse à l'État la possibilité d'utiliser l'un ou l'autre des mécanismes financiers ou les deux. Les autorités tchèques ont expliqué qu'elles utiliseraient probablement une combinaison du budget de l'État et de taxes spécifiques.

(42) L'article 8 de la LBC fixe les règles permettant à l'entité ad hoc d'établir une redevance que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution peuvent percevoir auprès des consommateurs d'électricité et rembourser à l'entité ad hoc. L'autorité nationale de régulation de l'énergie (Office de régulation de l'énergie) déterminerait quand et comment la taxe serait comptabilisée et versée afin de couvrir les coûts pertinents. Les autorités tchèques ont

([25]) La structure de gouvernance de ČEZ et d'EDU II peut être consultée respectivement sur les sites web suivants: https://www.cez.cz/en/cez-group/cez/governing-bodies-of-cez et https://www.cez.cz/cs/o-cez/skupina-cez/vyznamne-spolecnosti-skupiny-cez/elektrarna-dukovany-ii/informace-o-spolecnosti. Les autorités tchèques ont expliqué qu'EDU II était une entité commerciale distincte gérée de manière indépendante par son conseil d'administration et supervisée par le conseil de surveillance. Plus précisément, le conseil d'administration d'EDU II est tenu d'agir avec la diligence requise en matière de gestion et dans l'intérêt de la société. Parmi les autres mécanismes visant à garantir l'indépendance d'EDU II figurent les droits et obligations clairement définis dans les clauses contractuelles convenues entre ČEZ et EDU II, l'interdiction de transférer les actions d'EDU II et l'interdiction de transférer les biens d'EDU II au groupe ČEZ.

([26]) La structure de l'actionnariat de ČEZ peut être consultée sur le site web suivant: https://www.cez.cz/en/investors/shares/structure-of-shareholders.

également confirmé que si une taxe était utilisée et que son produit ne suffisait pas à couvrir les coûts de l'entité ad hoc, le reste des coûts serait couvert par le budget de l'État. En revanche, si la taxe devait, le cas échéant, générer des recettes supérieures aux coûts, cet excédent profiterait au budget de l'État. Les autorités tchèques ont fait valoir que tous les coûts de l'entité ad hoc seraient compensés au titre de la mesure pour autant que ces coûts soient exposés exclusivement aux conditions du marché ([27]). En outre, la législation sur les marchés publics garantira également que l'entité ad hoc agisse aux conditions du marché.

(43) La mesure 1 achemine, en substance, les flux de trésorerie en passant par l'entité ad hoc (voir section 3.6). L'entité ad hoc assumera donc les pertes et percevra les recettes de la vente sur le marché de l'électricité produite par EDU II. Dans des conditions de marché favorables, l'entité ad hoc conservera ainsi les bénéfices de l'activité de vente d'électricité. Les autorités tchèques ont expliqué que ces recettes seront finalement injectées dans le budget de l'État (ou utilisées pour financer le soutien aux investissements dans les énergies renouvelables, ce qui réduira la taxe correspondante), étant donné que l'entité ad hoc sera entièrement détenue et contrôlée par la Tchéquie. Les autorités tchèques ont expliqué que la mesure ne prévoyait aucune distribution directe des recettes aux clients d'électricité.

(44) L'entité ad hoc sera titulaire d'une autorisation de commerce d'électricité au titre de la loi tchèque sur l'énergie, ce qui lui permettra de mettre la production d'EDU II sur les marchés de gros de l'électricité. Son rôle devrait être principalement celui d'un responsable d'équilibre vis-à-vis de l'opérateur du marché tchèque, OTE.

(45) Les autorités tchèques ont expliqué que l'objectif de cette structure était de réduire le risque de distorsions potentielles du marché dues à la concentration du pouvoir de marché au sein du groupe ČEZ.

(46) Les autorités tchèques prévoient que l'entité ad hoc mette en place sa propre table de négociation et ses propres activités en interne. Elles ont toutefois indiqué que, si l'entité ad hoc le jugeait plus approprié et plus rentable compte tenu de l'approche de négociation choisie, elle pourrait procéder à un appel d'offres concurrentiel, transparent et non discriminatoire, ouvert à toutes les parties appropriées, afin d'externaliser les fonctions qu'elle aura sélectionnées. Ces fonctions pourraient notamment être, à l'avenir, celle du responsable d'équilibre ou la fonction de négociation, lorsqu'il y a suffisamment de contreparties qualifiées potentielles sur le marché en cause. Toutefois, le commerce d'électricité ne peut en aucun cas être externalisé au groupe ČEZ ou à des entités qui en font partie.

(47) Dès lors, soit l'entité ad hoc vendra l'électricité sur le marché de gros en utilisant sa propre table de négociation, soit elle externalisera l'exploitation de celle-ci à un tiers, qui s'engagera à vendre l'électricité sur le marché pour son compte. L'entité ad hoc pourrait également conclure des contrats bilatéraux de vente d'électricité ou des contrats de couverture avec certains clients, en plus de vendre sur les marchés (au comptant) à un jour et infrajournalier.

(48) La Tchéquie a expliqué que l'entité ad hoc devrait être mise en place au plus tôt en 2030, mais au plus tard 12 mois avant la mise en service de la nouvelle centrale nucléaire, afin d'éviter des coûts inutiles compte tenu des incertitudes entourant le marché et l'environnement réglementaire après 2030. Selon la Tchéquie, l'entité ad hoc sera établie conformément au droit national et au droit de l'Union européenne applicables, c'est-à-dire en veillant en particulier aux principes d'indépendance, de compétence et de transparence. Conformément à la LBC, l'entité ad hoc devrait être une entité publique à 100 % titulaire d'une licence pour le commerce d'électricité ([28]).

(49) L'entité ad hoc ne fera pas partie d'un groupe verticalement intégré contrôlé par ČEZ. La structure sociale de l'entité ad hoc sera interprétée en vertu de la loi n° 90/2012 Coll. sur les sociétés commerciales et les coopératives (loi sur les sociétés commerciales), y compris les règles relatives au devoir de diligence des membres des organes de l'entité ad hoc. Le conseil de surveillance de l'entité ad hoc sera créé afin de garantir le respect des principes de compétence et de transparence. En outre, un comité d'audit indépendant sera créé afin de superviser toutes les activités comptables et d'audit de l'entité ad hoc.

([27]) Les autorités tchèques ont expliqué qu'elles veilleront à ce que les coûts d'exploitation de l'entité ad hoc soient exposés aux conditions du marché en les comparant aux coûts de référence d'autres exploitants actifs sur le même marché. Ces coûts feraient l'objet d'une surveillance et d'un audit réguliers. Les coûts d'exploitation de l'entité ad hoc seraient couverts par les recettes du marché supérieures au prix d'exercice, le cas échéant, à défaut de quoi ils seraient couverts par l'État.

([28]) L'article 6, paragraphe 1, de la LBC dispose ce qui suit: Le ministère autorise une entité juridique détenue à 100 % par l'État, titulaire d'une autorisation pour le commerce d'électricité en vertu de la loi sur l'énergie (ci-après l'«entité autorisée»), à exécuter les obligations découlant de l'accord d'achat de la production et les obligations y afférentes au titre de la présente loi.

3.2.3. *La sélection du bénéficiaire*

(50) Les autorités tchèques ont expliqué que le choix du modèle de projet actuel et de ČEZ en tant que promoteur de projet était le résultat d'une évaluation détaillée par le gouvernement, mais qu'il n'avait pas été précédé d'un appel d'offres, d'une procédure de sélection ou d'un appel public à manifestation d'intérêt.

(51) En juin 2017, le comité permanent de l'énergie nucléaire a rédigé et discuté d'un rapport ([29]) résumant l'analyse effectuée, ainsi que l'évaluation des différents modèles d'investisseurs (y compris des consortiums d'entreprises privées) et des modèles de financement envisagés pour le projet. Le rapport détaillait trois options. La première consistait en un consortium d'investisseurs privés et comportait trois sous-options: i) un consortium d'investisseurs, en excluant totalement la participation de l'État tchèque ou du groupe ČEZ; ii) un consortium d'investisseurs avec une participation minoritaire détenue par le groupe ČEZ; et iii) un consortium d'investisseurs avec une participation minoritaire détenue par l'État. Cette première option n'a pas été retenue, étant donné que l'État ne pourrait alors exercer qu'un faible contrôle sur l'achèvement du projet. La deuxième option consistait à faire entièrement réaliser le projet par une entité publique distincte chargée de la construction et de l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire. Si cette option a été jugée offrir une sécurité suffisante, elle a été rejetée en raison de son incidence élevée sur le budget et du manque de connaissances techniques suffisantes.

(52) La troisième option, dans laquelle ČEZ était le promoteur du projet ([30]), a été jugée optimale par les autorités tchèques, étant donné qu'elle permettait à l'État d'assurer le contrôle nécessaire (notamment au moyen de la création de l'entité ad hoc) et qu'elle mettait à profit l'expérience de ČEZ en matière de construction et d'exploitation de centrales nucléaires. Selon les autorités tchèques, ČEZ est l'entité la plus appropriée pour agir en tant que promoteur et investisseur du projet, en partie grâce au fait que la Tchéquie, représentée au sein de la société par le ministère des finances, en est actionnaire majoritaire, ce qui fournit des assurances au gouvernement tchèque quant aux aspects liés à la sécurité nationale et à la disponibilité de fonds pour constituer les fonds propres requis. Cette option a été approuvée à la suite de la résolution gouvernementale n° 485 du 8 juillet 2019.

(53) Les autorités tchèques ont expliqué que ČEZ possédait une grande expérience du marché, en tant que promoteur et exploitant crédible et capable de centrales nucléaires en Tchéquie, et qu'elle connaissait très bien le cadre législatif et réglementaire, y compris les procédures d'octroi d'autorisations. Le groupe ČEZ, qui est l'une des 10 plus grandes entreprises énergétiques d'Europe, possède également une expérience dans la recherche nucléaire, la planification, la construction et l'entretien d'installations énergétiques et la transformation de sous-produits énergétiques. Les autorités tchèques ont donc expliqué que ČEZ disposait d'un personnel hautement qualifié et expérimenté non seulement dans le domaine de l'énergie nucléaire, mais aussi dans les marchés publics et les négociations, ce qui devrait constituer un atout pour la réalisation du projet.

(54) Selon les autorités tchèques, la disponibilité de sites appropriés pour la construction d'une centrale nucléaire et la rationalité économique d'une telle construction constituent d'autres aspects importants du projet. Les conditions géologiques, géographiques et techniques de la Tchéquie sont peu adaptées à la construction d'une nouvelle centrale nucléaire, eu égard à la stabilité du sous-sol, à la disponibilité d'eau et à aux possibilités de transport de l'énergie produite. Les autorités tchèques ont estimé que les meilleures conditions, vérifiées par plus de 30 ans d'exploitation des unités existantes, se trouvaient à Dukovany.

(55) Les autorités tchèques ont décrit en détail les efforts de préparation déjà entrepris par ČEZ. En particulier, ČEZ a acquis la propriété du site proposé pour la centrale, un processus lancé en avril 2008 et achevé en 2021. ČEZ a par ailleurs réalisé des études de faisabilité dans le but d'accélérer le développement du projet et de réduire les coûts associés. Ces actions ont été entreprises afin de réduire le déficit de capacité prévu et de garantir la sécurité de

([29]) Analýza vhodného investorského modelu pro výstavbu nového jaderného zdroje a návrh možných modelů financování pro zajištění návratnosti investic (comité permanent de l'énergie nucléaire, analyse d'un modèle d'investissement approprié pour la construction d'une nouvelle centrale nucléaire et proposition de modèles de financement possibles pour garantir un retour sur investissement, juin 2017).

([30]) Ce modèle a également été évalué dans un rapport complémentaire publié en 2018: Analýza vybraných investorských modelů výstavby nových jaderných zdrojů a způsobu jejich financování. Ce rapport tenait compte des coûts de production unitaires escomptés de l'électricité pour différentes formules de propriété, d'une analyse SWOT détaillée de chaque formule, de la manière dont chaque formule répondait le mieux aux objectifs de la politique énergétique nationale, du plan d'action national pour l'énergie nucléaire ainsi que de l'incidence budgétaire de chaque modèle. Il comportait également une évaluation des risques.

l'approvisionnement nécessaire au système. En outre, la Tchéquie a souligné que d'autres projets nécessitant un temps de développement plus long ne permettraient pas de répondre de manière adéquate aux préoccupations immédiates en matière d'approvisionnement. Les autorités tchèques ont expliqué que dans l'hypothèse où un autre promoteur de projet devrait chercher un site approprié pour une centrale nucléaire en Tchéquie, des retards allant jusqu'à 14 ans par rapport au calendrier du projet étaient estimés, auxquels il fallait ajouter une augmentation des risques et des coûts. Elles ont enfin expliqué que, dans l'hypothèse d'un différent promoteur de projet, des coûts supplémentaires d'environ [200-700] millions d'EUR seraient probablement supportés, couvrant la valeur du site de la centrale, l'obtention des autorisations, les activités de développement et les synergies avec les infrastructures existantes de la centrale.

(56) ČEZ et EDU II disposent déjà d'un certain nombre d'autorisations et d'agréments essentiels à la réalisation du projet, tels qu'une évaluation des incidences sur l'environnement et une autorisation d'implantation conformément à la loi atomique et une autorisation de l'État pour une nouvelle centrale nucléaire. Le processus d'obtention du permis de construire et du permis d'aménagement, requis par la règlementation nationale, progresse également.

(57) Les autorités tchèques ont expliqué que l'économie du pays était largement exposée aux menaces provenant de sources extérieures concernant l'approvisionnement en énergie. Le fait que la majorité des actions de ČEZ soient détenues par l'État a été un facteur important du processus de sélection, en particulier du point de vue de la protection des intérêts de sécurité nationale de la Tchéquie.

(58) En élargissant la capacité de production nucléaire du portefeuille du groupe ČEZ en vue de remplacer le futur déclassement de certaines des capacités de production existantes, le projet constitue un élément central de la stratégie commerciale à moyen et long terme de ČEZ.

(59) Enfin, la Tchéquie a affirmé qu'il n'existait pas d'autre solution viable que ČEZ pour le projet, sans que cela n'ait d'incidence sur d'autres projets similaires à l'avenir.

3.3. **Description générale du projet**

(60) Le projet consiste en la construction et à l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Dukovany, en Tchéquie, d'une capacité maximale de 1 200 MW.

(61) La LBC, qui crée un cadre général de soutien aux investissements dans le domaine nucléaire, ne relève pas du champ d'application de la présente décision, étant donné qu'elle constitue une loi d'application générale distincte des mesures de soutien de l'État spécifiquement conçues et envisagées pour le projet.

(62) Le soutien de l'État prend la forme d'un ensemble de trois mesures:

(63) Mesure 1: un accord d'achat d'électricité (ci-après l'«AA» ou l'«accord d'achat de la production») conclu entre le bénéficiaire principal — EDU II, une filiale à 100 % de ČEZ — et l'État représenté par le ministère de l'industrie et du commerce (ci-après le «ministère»). L'électricité sera vendue à une entreprise fonctionnant en tant qu'entité ad hoc en vue d'être ultérieurement incorporée, détenue et gérée directement par l'État (voir section 3.6);

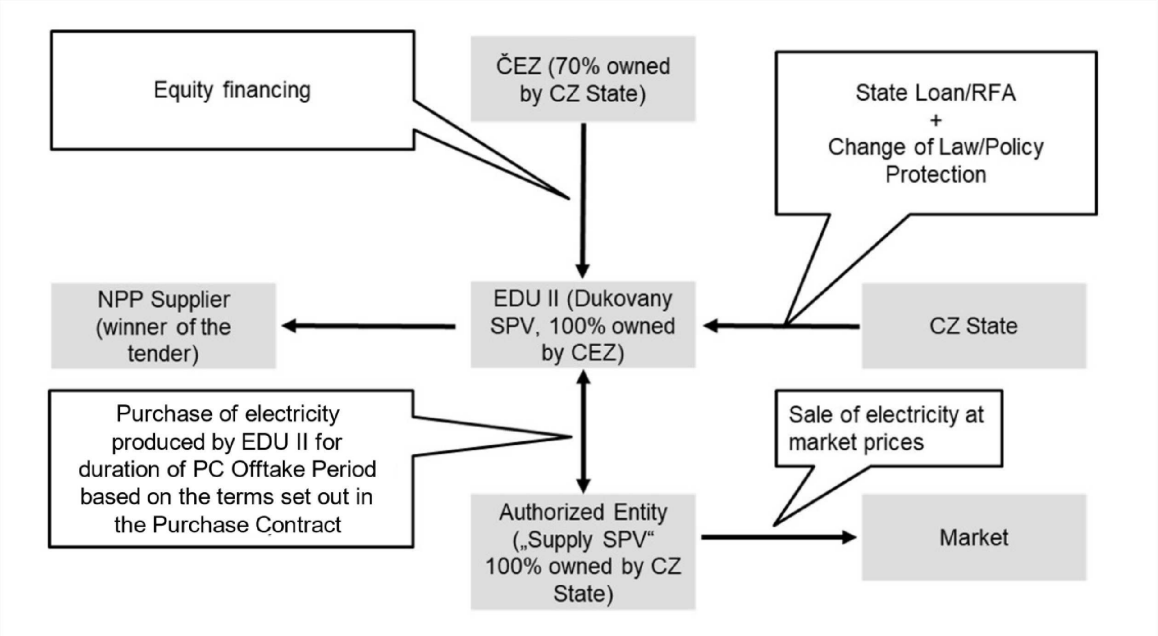
(64) Mesure 2: un prêt d'État (aide financière remboursable, ci-après l'«AFR») à un taux bonifié, couvrant, en principe, 100 % des coûts de construction (voir section 3.7);

(65) Mesure 3: un mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques pour ČEZ en tant qu'investisseur (ci-après parfois également désigné par l'«investisseur»; voir section 3.8).

(66) Les bénéficiaires (voir section 3.2) et la structure du projet sont présentés dans le graphique suivant:

Graphique 1

Structure du projet de Dukovany



Source: Autorités tchèques

(67) Le projet est divisé en cinq étapes:

— Étape 1: préparation et sélection du fournisseur [2020-2025],

— Étape 2: travaux préliminaires [2025-2029],

— Étape 3: construction et mise en service [2030-2036],

— Étape 4: période de garantie [2036-2038],

— Étape 5a: activité [2038-2096],

— Étape 5 b: déclassement [2096-2116].

(68) La nouvelle centrale nucléaire devrait être mise en service en 2036 pour des essais de fonctionnement tandis que les opérations commerciales devraient débuter en 2038. La centrale aura une durée de vie utile de 60 ans et devrait être déclassée en 2096.

(69) Les autorités tchèques ont expliqué qu'un premier contrat de mise en œuvre conclu entre la Tchéquie, ČEZ et EDU II régissait la phase 1 du projet, c'est-à-dire jusqu'à la sélection du contractant chargé de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la construction (ci-après «EPC» pour «engineering, procurement and construction»). Ce contrat sert, entre autres, les intérêts fondamentaux de la Tchéquie en matière de sécurité au cours de la mise en œuvre du projet et garantit l'accès de la Tchéquie aux informations sur le projet ainsi que la mise en œuvre des exigences de sécurité pour les procédures de sélection. Cette étape devrait s'achever en 2025. Pour les étapes 2 et 3 du projet (travaux préliminaires, construction et mise en service), le premier contrat de mise en œuvre prévoit que, le 31 décembre 2024 ou avant cette date, le deuxième contrat de mise en œuvre ou AA sera signé et remplacera le premier contrat de mise en œuvre. Le cadre contractuel qui sera ensuite applicable comprend l'AA, un pacte d'investisseurs et une décision de l'État d'accorder l'AFR.

(70) La Tchéquie fait valoir qu'en raison de l'intérêt essentiel du projet en matière de sécurité nationale, l'État a dû inclure dans le cadre contractuel des conditions lui garantissant d'avoir suffisamment de contrôle sur le projet. Ces conditions sont énoncées dans le premier contrat de mise en œuvre, y compris en ce qui concerne le partage d'informations confidentielles et les questions ayant trait à la sûreté de l'État. Dans le cadre de ce contrat, les parties considèrent que les intérêts de sécurité nationale constituent une raison valable de déroger aux règles nationales en matière de marchés publics en vertu de l'article 29, point a), de la loi nº 134/2016 sur les marchés publics ([31]) lors de la sélection d'une partie contractante pour la construction de la centrale électrique.

(71) ČEZ et EDU II ont discuté de l'organisation de l'appel d'offres en dehors du régime de la loi sur les marchés publics avec l'Office national de protection de la concurrence et ont obtenu un avis favorable le 15 juin 2020 avant de procéder à l'appel d'offres ([32]).

(72) Le fournisseur EPC sera responsable de l'ingénierie, de la construction et de la mise en service du projet. À la suite de la décision de l'État d'exclure les candidats d'États qui n'étaient pas parties à l'accord sur les marchés publics ([33]), au moment du lancement de la procédure de passation de marchés, trois choix technologiques étaient envisageables:

— conception de l'AP1000 par Westinghouse Electric Company LLC (États-Unis),

— conception de l'APR1000+ par Korea Hydro & Nuclear Power (Corée Du Sud), et

— conception de l'EPR 1200 par EdF (France).

(73) L'appel d'offres pour la sélection du contractant EPC a été lancé par ČEZ, par l'intermédiaire de sa filiale EDU II, en mars 2022, et les offres initiales des trois fournisseurs présélectionnés ont été reçues en novembre de la même année. Après avoir prolongé deux fois le délai de soumission des offres finales, les trois fournisseurs potentiels présélectionnés ont présenté des offres actualisées le 31 octobre 2023. La Tchéquie a expliqué que, conformément aux conditions de la procédure d'appel d'offres, les offres respectives devaient inclure des offres contraignantes pour la construction de la 5e unité à Dukovany, qui est l'objet du projet et la base de la présente décision, ainsi que des offres non contraignantes pour trois unités supplémentaires, dont une sur le site de Dukovany et deux sur le site de Temelín.

(74) Le 31 janvier 2024, le gouvernement tchèque a décidé ([34]) d'élargir le champ d'application de l'appel d'offres EPC en chargeant EDU II de demander des offres contraignantes pour un maximum de quatre réacteurs nucléaires (incluant le projet), dans le but de s'assurer la possibilité de pouvoir procéder à la mise en œuvre de ces unités supplémentaires à un moment donné à l'avenir si et quand l'État tchèque le décide. La Tchéquie a expliqué que ni l'investisseur/exploitant ni le modèle de financement de ces unités supplémentaires n'avaient été déterminés au moment de l'adoption de la présente décision. Le gouvernement tchèque a chargé le ministre de l'industrie et du commerce et le ministre des finances de lui présenter, au plus tard le 31 décembre 2024, une proposition de financement des trois nouvelles unités nucléaires sur les sites de Dukovany et Temelín. Le soutien éventuellement apporté par l'État à la construction de ces trois unités supplémentaires ne relève pas du champ d'application de la présente décision.

(75) Les autorités tchèques s'engagent à ce que, dans l'hypothèse où une aide d'État serait jugée nécessaire pour les trois unités nucléaires supplémentaires en plus du 5e réacteur du site de Dukovany, la Tchéquie notifie l'aide à la Commission européenne et attende que celle-ci donne son approbation pour la mettre à exécution.

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

([32]) Voir Office de la protection de la concurrence, article 29, paragraphe 1, point a), de la loi nº 134/2016 Coll. relative aux marchés publics, 15 juin 2020, disponible à l'adresse suivante: https://uohs.gov.cz/cs/legislativa/verejne-zakazky.html. Le 23 janvier 2024, l'Office de protection de la concurrence a confirmé que cela s'appliquait également dans le cadre des modifications apportées à la procédure d'appel d'offres ouverte afin de solliciter des offres contraignantes pour quatre réacteurs.

([33]) Organisation mondiale du commerce, Accord sur les marchés publics, tel que modifié le 30 mars 2012 (ci-après l'«AMP de 2012»), https://www.wto.org/french/tratop_f/gproc_f/gp_gpa_f.htm.

([34]) Voir la résolution gouvernementale nº 74 du 31 janvier 2024.

3.4. **Travaux préparatoires du projet**

(76) Compte tenu de la nécessité de nouvelles capacités nucléaires, ČEZ a approuvé, en 2010, un plan d'entreprise initial visant à ajouter une capacité maximale de 1 200 MW au site de Dukovany d'ici à 2036. Une étude de faisabilité concernant l'expansion des capacités nucléaires actuelles sur le site de Dukovany a été achevée au cours de la même année. Un premier plan d'entreprise préparé par ČEZ a été présenté à la Commission en juin 2021 et une version actualisée a été fournie le 25 octobre 2023.

(77) ČEZ a commencé à acquérir les terrains nécessaires au projet dès avril 2008. En février 2024, EDU II possédait les terrains nécessaires au projet et tous les soumissionnaires (de l'appel d'offres EPC) étaient informés de l'espace disponible.

(78) Le projet a dû faire l'objet d'une évaluation des incidences sur l'environnement (ci-après l'«EIE») afin de déterminer, de décrire et d'évaluer de manière exhaustive les incidences prévisibles sur l'environnement et la santé publique. Ce processus a débuté au début de l'année 2016 et a comporté des consultations internationales et des discussions publiques en 2018. L'EIE a été suivie d'une évaluation indépendante positive et, en août 2019, le ministère de l'environnement a publié une déclaration contraignante positive sur l'EIE relative au projet ([35]), une étape nécessaire au lancement du processus d'autorisation du projet.

(79) En mars 2020, ČEZ et EDU II ont entamé le processus d'évaluation du site choisi pour une installation nucléaire sous l'angle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection, de la sûreté technique, de la situation radiologique, de la surveillance, de la gestion des événements radiologiques extraordinaires et de la sécurité tout au long de la durée de vie d'une installation nucléaire. En mars 2021, EDU II a obtenu une autorisation d'implantation d'installation nucléaire, qui est la première autorisation requise pour la construction d'une nouvelle unité nucléaire. La Tchéquie déclare que toutes les autorisations et tous les permis essentiels nécessaires pour faciliter la progression en temps utile du projet ont été obtenus.

3.5. **Caractéristiques techniques**

(80) Le projet vise à construire un réacteur à eau pressurisée (ci-après «REP») de génération III+. Une fourchette comprise entre 850 MW et 1 200 MW est considérée comme offrant des solutions techniques suffisantes pour la sélection du fournisseur de technologie. Les autorités tchèques expliquent que les partenaires technologiques et chargés de la mise en œuvre du projet seront sélectionnés dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle et transparente.

(81) Les autorités tchèques ont également expliqué que le projet satisferait aux critères d'examen technique énoncés à la section 4.27 de l'acte délégué adopté en vertu du règlement sur la taxinomie ([36]). Le 11 janvier 2023, la Tchéquie a adopté la résolution gouvernementale n° 24/2023 ([37]) énonçant l'obligation qui lui incombe de satisfaire aux critères d'examen technique relatifs à la gestion des déchets radioactifs découlant du règlement sur la taxinomie. Plus précisément, cette résolution exige le respect des sections 4.26, 4.27 et 4.28 de l'annexe I du règlement sur la taxinomie, y compris de l'obligation de disposer d'un plan documenté indiquant en détail les étapes permettant de disposer, d'ici 2050, d'une installation de stockage de déchets radioactifs de haute activité et d'utiliser du combustible résistant aux accidents à partir de 2025. Conformément à cette résolution, le ministre de l'industrie et du commerce doit soumettre au gouvernement tchèque, au plus tard le 31 décembre 2024, une proposition de mise à jour de la politique nationale de gestion des déchets radioactifs et du combustible nucléaire usé, incluant la date limite pour la sélection du site final et des sites de secours pour la future installation de stockage profond.

(82) Les autorités tchèques expliquent par ailleurs que, conformément au règlement sur la taxinomie, il y aura, à la fin de la durée de vie utile estimée de la centrale nucléaire, des ressources disponibles correspondant au coût estimé de la gestion des déchets radioactifs et du déclassement, comme en atteste l'inclusion de coûts de déclassement et de traitement de déchets nucléaires dans le modèle financier du projet (voir section 3.6.6).

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

([36]) Voir le règlement délégué (UE) n° 2022/1214 de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques (JO L 188 du 15.7.2022, p. 1).

([37]) Voir la résolution gouvernementale n° 24/2023 du 11 janvier 2023, disponible à l'adresse suivante: https://www.odok.cz/portal/zvlady/jednani-detail/2023-01-11/.

3.6. **Mesure 1: accord d'achat (AA)**

3.6.1. *Principaux éléments de l'AA*

(83) La première mesure est constituée de l'AA conclu entre l'État, en tant qu'acheteur de la production, et EDU II, en tant que fournisseur, offrant un soutien au revenu pendant les 40 premières années d'exploitation de la centrale nucléaire. Le bénéficiaire est EDU II, une filiale à 100 % du groupe ČEZ (voir section 3.2), et la contrepartie de l'accord sera l'entité ad hoc entièrement détenue par l'État tchèque (voir section 3.2.2).

(84) La Tchéquie avait initialement notifié une durée contractuelle de 60 ans, à un prix fixe estimé entre 50 et 60 EUR/MWh, incitant la centrale électrique à maximiser sa production.

(85) Afin de répondre aux doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture, la Tchéquie a remplacé la mesure décrite au considérant 84 ci-dessus par l'AA comportant une formule de rémunération, qui, selon la Tchéquie, a des effets similaires à ceux d'un contrat d'écart compensatoire bidirectionnel ([38]), lequel inclut, outre une garantie de recettes, une limitation à la hausse des recettes que le bénéficiaire tire du marché. La Tchéquie a expliqué que la mesure de soutien modifiée incitera dûment EDU II à fonctionner et à participer efficacement aux marchés de l'électricité en optimisant sa production en fonction des signaux du marché dans les limites techniques inhérentes à la centrale.

(86) Selon la liste des conditions de l'AA, l'entité ad hoc achètera la totalité de l'électricité produite et exportée vers le réseau par EDU II (ci-après le «volume de production») pendant une période de 40 ans (ci-après la «période d'achat de la production») à compter du début des activités ([39]).EDU II sera tenue, pendant la période d'achat de la production fixée dans l'AA, de vendre la totalité de son volume de production exclusivement à l'entité ad hoc et recevra des paiements sur la base de la «formule de rémunération» de l'AA (voir considérant 88 ci-dessous).

(87) Tous les droits d'appel appartiennent à EDU II. Si l'entité ad hoc omet d'acheter tout ou partie du volume de production, EDU II vendra, dans ces circonstances exceptionnelles, l'électricité en tant que preneur de prix sur le marché au comptant. Selon la Tchéquie, l'objectif est de garantir la capacité de continuer à produire de l'électricité jusqu'à ce que la situation soit résolue. Les raisons peuvent être d'ordre juridique (perte de l'autorisation de commercialisation), financier (insolvabilité, incapacité à honorer ses obligations, non-respect des conditions financières pour le règlement des écarts) ou technique (perte d'accès aux marchés pour l'entité ad hoc). Dans de telles circonstances, la centrale électrique est toujours en activité et l'électricité doit être mise sur le marché. L'entité ad hoc paie à EDU II une compensation afin de couvrir tout manque à gagner par rapport aux recettes qu'EDU II aurait réalisées si l'entité ad hoc avait respecté son obligation d'achat de la production. La Tchéquie s'est engagée à ce que, dans ce cas, EDU II vende toute l'électricité produite sur le marché au comptant (marché journalier ou infrajournalier basé sur les échanges) en tant que preneur de prix (sans fixer, dès lors, de prix minimal pour l'électricité). Les autorités tchèques ont fait valoir que, dans une telle situation, EDU II ne peut ni sélectionner un acheteur spécifique (étant donné que la vente a lieu sur une bourse anonyme), ni déterminer le prix ou les conditions de vente (étant donné que les produits standard sont vendus au prix marginal sur la bourse). Les autorités tchèques font valoir que, dans un tel cas, le ministère, en tant qu'entité responsable de la désignation de l'entité ad hoc, prendra les mesures nécessaires pour rétablir la capacité de l'entité ad hoc à remplir ses obligations d'achat de la production. Conformément à la loi bas carbone, l'entité ad hoc ou le ministère informera l'ANR de tout événement de ce type.

([38]) On entend par «contrat d'écart compensatoire bidirectionnel» un contrat conclu entre l'exploitant d'une installation de production d'électricité et une contrepartie, habituellement une entité publique, qui permet de garantir une rémunération minimale et de limiter les rémunérations excessives; le contrat est conçu de sorte que l'installation de production continue d'être incitée à fonctionner et à participer de manière efficiente aux marchés de l'électricité.

([39]) Selon les autorités tchèques, la période d'achat de la production fixée dans l'AA (c'est-à-dire la période au cours de laquelle l'obligation d'achat d'électricité de l'entité ad hoc s'applique) commence à la première des deux dates suivantes: i) la date de démarrage, c'est-à-dire le jour où la centrale exporte de l'électricité pour la première fois dans le réseau, EDU II ayant fait savoir à l'État/à l'entité ad hoc qu'elle souhaitait que cette date soit fixée sous réserve d'échéances à définir dans l'AA; ou ii) la date d'échéance, c'est-à-dire le jour suivant le dernier jour du délai de mise en service cible, qui court pendant cinq ans à compter de la date de mise en service cible. La date de mise en service cible sera reportée afin de tenir compte de tout retard causé par des événements constituant des motifs légitimes.
Les autorités tchèques ont expliqué que tout retardement du début des opérations commerciales au-delà du délai de mise en service cible, défini comme étant une période de cinq ans débutant à la date de mise en service cible, réduira de fait la durée de l'AA.

(88) La formule de rémunération de l'AA calcule les montants que l'entité ad hoc doit verser à EDU II ou inversement. Cette formule se compose de deux éléments: 1) un règlement ex-post et 2) l'exposition au marché. Elle a été conçue sur la base de la formule de référence suivante,

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

qui comprend certains ajustements applicables à l'élément relatif au règlement ex-post, en fonction des circonstances du marché et du coût d'exploitation de la centrale; plus spécifiquement, la formule de rémunération de l'AA est définie comme suit:

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

où:

— (*R*) est la rémunération,

— (p_h) est le prix de marché défini comme étant le prix horaire du marché à un jour sur la bourse tchèque de l'électricité (PXE) ([40]),

— (q_h) est le volume de production d'EDU II sur une heure donnée,

— (*q*) est le volume de production d'EDU II cumulé sur la période de règlement (c'est-à-dire la période prise en considération pour fixer le prix de référence du marché, à savoir un an),

— (*f*) est le prix d'exercice (voir section 3.6.2),

— (*p'*) est le prix de référence du marché défini comme étant la moyenne simple ex post des prix du marché (p_h) au cours de l'année se terminant par la date à laquelle le prix de référence du marché est calculé,

— (*k*) est la quantité de référence définie ex ante comme étant le volume de production supposé au cours de la période de règlement,

— (*c*) est le coût d'exploitation variable de la centrale électrique,

— (*α*), ou alpha, est défini comme étant le quotient du prix d'exercice et du coût d'exploitation ($\alpha = f/c$). Alpha est défini au moment où le règlement ex-post payable à EDU II est calculé sur la base des valeurs applicables de (*c*) et (*f*).

(89) Les autorités tchèques ont expliqué que la première condition de la formule de référence, à savoir le règlement ex-post, assurera la stabilité des recettes du bénéficiaire indépendamment des conditions moyennes du marché, tout en garantissant à l'État l'absence de surcompensation ([41]). Le règlement ex-post sera calculé pour la période de règlement (période prise en considération pour fixer le prix de référence du marché, à savoir un an) sur la base des valeurs réelles du prix de référence du marché, d'alpha et d'autres paramètres applicables, et sera payable deux mois après la fin de chaque période de règlement. Le principe général de la formule de référence est que lorsque le prix de référence du marché (*p'*) est inférieur au prix d'exercice (*f*), la centrale électrique recevra la différence entre le prix d'exercice (*f*) et le prix de référence du marché (*p'*) pour la quantité de référence (*k*); à l'inverse, lorsque le prix de référence du marché (*p'*) est supérieur au prix d'exercice (*f*), la centrale sera tenue de rembourser la différence pour la quantité de référence(*k*).

(90) Par rapport à la formule de référence, la formule de rémunération de l'AA inclut certains ajustements de l'élément relatif au règlement ex-post, en fonction de la situation sur le marché (*p'*) et du coût d'exploitation unitaire variable (*c*) de la centrale, tel que défini au considérant 88. En particulier, lorsque le prix de référence du marché (*p'*) est supérieur au coût d'exploitation variable de la centrale (*c*) pendant la période de règlement, l'élément relatif au règlement ex-post sera ajusté de manière à limiter l'ampleur du montant à récupérer, afin d'éviter des pertes

([40]) Power Exchange Central Europe est une bourse de l'énergie spécialisée dans les marchés de l'énergie d'Europe centrale et du Sud-Est. Pour de plus amples informations, voir: PXE - Power Exchange Central Europe, a.s.

([41]) La surcompensation est également traitée au moyen du mécanisme de partage des gains (voir section 3.6.7).

d'exploitation en cas d'indisponibilité imprévue lorsque les prix sont élevés. Par exemple, si le prix de référence du marché est supérieur aux coûts d'exploitation variables (*c*) et au prix d'exercice (*f*), EDU II remboursera la différence entre le prix de référence du marché (*p'*) et le prix d'exercice (*f*) pour la quantité de référence (*k*) la plus faible et le volume de production (*q*). Lorsque le prix de référence du marché (*p'*) est égal ou inférieur au coût d'exploitation variable de la centrale (*c*), la valeur du règlement ex-post sera plafonnée à la différence entre le prix d'exercice (*f*) et les coûts d'exploitation variables (*c*) multipliée par la quantité de référence (*k*), le but étant de fournir une garantie contre une rémunération excessive lorsque les prix sont bas.

(91) La deuxième condition de la formule de référence, à savoir l'exposition au marché, vise à inciter EDU II à optimiser son fonctionnement tout au long de l'année sur la base des signaux de prix sur le marché horaire à un jour (p_h). À la fin de chaque mois, EDU II recevra les paiements correspondants de l'entité ad hoc, calculés sur la base de la somme de son volume de production horaire réel multiplié par les prix de marché réels pour chaque heure du mois en question, soit $\sum q_h * p_h$.

(92) En vertu de l'AA, EDU II est libre de décider de sa production et n'est pas tenue de maintenir un niveau minimal de production prédéterminé. Toute l'électricité produite par EDU II sera achetée par l'entité ad hoc qui la vendra sur le marché, sur la base d'une stratégie de vente qui respectera certains engagements (voir section 3.6.4). Tout écart entre le prix obtenu sur le marché par l'entité ad hoc et le prix de marché payé à EDU II est supporté par l'entité ad hoc.

(93) La Tchéquie a indiqué que l'AA serait conclu à un stade ultérieur, après la sélection du contractant EPC et des partenaires chargés de la mise en œuvre. L'AA sera conclu et signé conformément aux clauses du contrat EPC. L'entité ad hoc sera créée ultérieurement et avant la mise en service de la centrale électrique nouvellement construite, en tant que contrepartie contractuelle mentionnée dans l'AA.

3.6.2. *Fixation du prix d'exercice pour l'AA*

(94) Les autorités tchèques ont expliqué que l'AA déterminera le prix d'exercice initial calculé sur la base du modèle financier (ci-après le «modèle financier») présenté par la Tchéquie [42] de manière à permettre à l'investisseur d'obtenir un rendement des capitaux propres cible [ci-après le «taux de rendement interne des capitaux propres» («TRI» ou «RCP»)] de [9-11] % (financement nominal, après impôts et avant commercialisation) sur la durée de vie utile prévue du projet (coûts de déclassement inclus). La valeur du prix d'exercice sur la base des hypothèses du modèle financier présenté à la Commission le 15 mars 2024 est de [65-80] EUR/MWh [43], et la valeur de la quantité de référence correspond à [75-100] % de la capacité nette. La valeur du prix d'exercice peut varier de manière très significative en fonction des différents paramètres d'entrée décrits ci-dessous dans la présente sous-section. Si, par exemple, les coûts de construction prévus après la conclusion du contrat EPC s'avéraient nettement plus élevés que dans les hypothèses initiales, et dans la mesure où cette augmentation des coûts serait due à des motifs légitimes (expliqués au considérant 104 ci-dessous), cela entraînerait une augmentation significative du prix d'exercice. La Tchéquie a soumis à la Commission 35 différents scénarios au total, représentant différentes hypothèses envisageables concernant l'évolution des coûts et des recettes et aboutissant à des prix d'exercice initiaux allant de [50-80] EUR/MWh (dans le scénario 35, sur la base d'hypothèses de prix de marché élevés de [100-200] EUR/MWh) à [100-125] EUR/MWh (dans le scénario 30, sur la base d'une augmentation des coûts de construction à [17-18] milliards d'EUR).

(95) Le modèle financier utilisera comme hypothèses d'entrée, y compris en ce qui concerne les anticipations de prix du marché, la disponibilité d'EDU II, les attentes en matière de suivi de charge [44], les coûts de construction, d'exploitation et de déclassement prévus et d'autres hypothèses pertinentes concernant par exemple les dépenses en capital et le financement (y compris le prêt de l'État; voir section 3.7) ainsi que la quantité de référence initiale pour la formule de rémunération de l'AA. La section 3.6.6 détaille ces hypothèses.

[42] Voir considérant 124 ci-dessous.

[43] Cette valeur est exprimée en chiffres réels, aux prix de 2020. Les autorités tchèques estiment que la valeur équivalente en chiffres réels aux prix de 2025 sera de [50-100] EUR/MWh.

[44] Le suivi de charge, dans ce contexte, désigne l'ajustement de la production d'électricité de la centrale afin d'optimiser la production en fonction des prix de l'électricité qui fluctuent tout au long de la journée. Voir considérant 187 pour plus d'informations.

(96) Le modèle financier permet de prévoir le volume de production et de calculer les flux de trésorerie disponibles chaque année depuis la signature de l'AA jusqu'à la fin du déclassement. Le prix d'exercice (qui a une incidence sur les recettes attendues de la centrale électrique, par le biais de l'élément relatif au règlement ex-post) est calculé dans le modèle financier comme étant le montant qui produit une valeur actuelle nette de flux de trésorerie égale à zéro au TRI des fonds propres autorisé.

(97) La plupart des éléments de coûts et d'autres paramètres d'entrée du modèle (y compris les prévisions de prix de marché) feront l'objet d'une indexation sur l'inflation. Le prix d'exercice de l'AA fera également l'objet d'une indexation sur l'inflation. Un indice défini ou un panier d'indices sera appliqué à tous les éléments de coût pertinents et à d'autres paramètres d'entrée du modèle. Certains éléments de coûts ne seront pas indexés car ils sont déterminés par la législation ou l'AFR(c'est notamment le cas des intérêts de l'AFR, des coûts de déclassement, de l'exécution des obligations relatives au compte «sûreté nucléaire» et des provisions techniques minimales). Les prévisions de prix de marché seront indexées sur la base de l'IPC tchèque ([45]). Pour les coûts de construction et d'exploitation, un panier d'indices publiés sera utilisé pour déterminer l'indexation. Ce panier est fondé sur une pondération de quatre indices en Tchéquie, à savoir le PPI ([46]), l'IPC tchèque, le PPI de l'UE ([47]) et les salaires en Tchéquie ([48]), comme suit:

a) les coûts de construction seront indexés de la manière suivante: PPI tchèque ([30-50] %), IPC tchèque ([0-10] %), PPI de l'UE ([30-50] %), salaires en Tchéquie ([10-30] %);

b) les coûts d'exploitation seront indexés de la manière suivante: PPI tchèque ([30-50] %), IPC tchèque ([10-30] %), PPI de l'UE ([0-10] %), salaires en Tchéquie ([30-50] %).

(98) Le mécanisme d'indexation du prix d'exercice sera basé sur les indices et pondérations susmentionnés selon que le projet se trouve en phase de construction ou d'exploitation (autrement dit, le prix d'exercice sera ajusté au regard du panier d'indices relatifs à la construction pendant la construction et au regard du panier d'indices relatifs à l'exploitation pendant l'exploitation). L'AA prévoira un mécanisme d'indexation (assorti d'un indice et d'une méthode d'application pertinents) en vertu duquel le prix d'exercice précédemment applicable sera revu à la hausse sur une base annuelle. L'hypothèse d'inflation utilisée pour le mécanisme d'indexation sera actualisée dans le cadre des évaluations de la surcompensation effectuées tous les cinq ans (voir section 3.6.7).

(99) À titre d'exemple, si l'on prend pour hypothèse un taux d'inflation de 2 %, en chiffres nominaux, un prix d'exercice de [60-80] EUR/MWh en 2020 donnerait lieu (sans tenir compte d'éventuelles modifications des paramètres d'entrée lors des réexamens réguliers) à un prix d'exercice nominal de [90-110] EUR/MWh en 2036, de [130-170] EUR/MWh en 2056 et de [200-250] EUR/MWh en 2076. Les autorités tchèques soutiennent que cette approche vise à assurer l'équité intergénérationnelle, afin d'éviter des prix d'exercice excessivement élevés en début d'exploitation et (compte tenu de l'inflation générale) des prix d'exercice excessivement bas vers la fin de la période de l'AA. Elles font valoir que si les valeurs d'entrée pour le calcul du prix d'exercice tiennent également compte de l'inflation, cela n'entraîne pas une double indexation, étant donné qu'en l'absence d'indexation distincte du prix d'exercice, le prix d'exercice de départ devrait être considérablement plus élevé. Sur la base de l'exemple ci-dessus, elles soutiennent que le prix d'exercice alternatif non indexé dans le scénario de base serait de [100-150] EUR/MWh pendant la durée de l'AA.

(100) Les autres coûts sont indexés comme suit: les coûts de développement et de construction sont indexés sur la base de l'indice de construction décrit ci-dessus. Les coûts d'exploitation et de déclassement sont indexés sur la base de l'indice des coûts d'exploitation décrit ci-dessus.

(101) Le prix d'exercice et la quantité de référence seront fixés sur la base des paramètres disponibles après la signature du contrat EPC, notamment en ce qui concerne le coût de construction, et ne seront réexaminés que lors 1) du réexamen périodique des paramètres de la formule de rémunération de l'AA (voir considérant 102) et 2) de la réalisation d'ajustements du prix d'exercice comme convenu dans l'AA (voir considérant 104).

([45]) L'IPC tchèque correspond à une augmentation de l'indice annuel moyen des prix à la consommation en République tchèque tel que publié par le Bureau des statistiques tchèque; voir https://www.czso.cz/csu/czso/inflation_rate.

([46]) Le PPI tchèque correspond à l'indice global des prix à la production industrielle en République tchèque, tel que publié par le Bureau des statistiques tchèque (ensemble de l'industrie); voir https://www.czso.cz/csu/czso/ipc_ts.

([47]) Le PPI de l'UE correspond à l'indice des prix à la production industrielle dans l'Union européenne (prix à la production dans l'ensemble de l'industrie) publié par Eurostat; voir https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/teiis010/default/table?category=t_sts.t_sts_ind.t_sts_ind_pric.

([48]) L'indice des salaires dans l'industrie tchèque correspond à la variation annuelle en pourcentage du salaire brut moyen dans l'industrie, telle que publiée par le Bureau des statistiques tchèque (salaire moyen dans l'ensemble de l'industrie); voir https://www.czso.cz/csu/czso/pmz_ts.

(102) Premièrement, le réexamen périodique des paramètres de la formule de rémunération de l'AA aura lieu une fois tous les cinq ans, le premier réexamen étant prévu avant le début des opérations ou à la demande écrite de l'une ou l'autre des parties contractantes. Le réexamen actualisera (à la hausse ou à la baisse, selon le cas) les valeurs de certains paramètres de la formule de rémunération de l'AA, à savoir (*c*), (*k*), (*f*) et (*α*)), ainsi que certaines hypothèses du modèle financier, concernant par exemple les dépenses d'exploitation, les indices d'inflation ou les hypothèses de suivi de la charge. Le prix d'exercice et la quantité de référence seront recalculés dans le modèle financier sur la base des hypothèses actualisées afin d'atteindre le TRI des fonds propres autorisé pour l'investisseur. Le réexamen sera supervisé par un tiers indépendant, qui devrait être l'Office de régulation de l'énergie tchèque.

(103) Les projets de documents contractuels fournis par la Tchéquie envisagent également la possibilité d'une révision des définitions des paramètres utilisés dans la formule de rémunération. Toutefois, toute modification de ces définitions doit être notifiée à la Commission avant d'être réalisée.

(104) Deuxièmement, le prix d'exercice peut être ajusté conformément à l'AA en cas d'événement entraînant une augmentation des dépenses d'investissement/dépenses d'exploitation, une perte de recettes du projet ou toute autre incidence négative sur le projet, désignée par «motif légitime» dans l'AA. Ce dernier comprendra une liste exhaustive des motifs légitimes ([49]). Si un motif légitime se produit, les valeurs de certains paramètres de la formule de rémunération de l'AA, à savoir (*c*), (*k*), (*f*) et (*α*), ainsi que les paramètres d'entrée du modèle financier seront réexaminés et actualisés afin d'atténuer les effets du motif légitime pour EDU II. Ces ajustements du prix d'exercice sont destinés à permettre à EDU II d'atteindre, tout au plus, le TRI des fonds propres autorisé qu'elle aurait atteint en l'absence du motif légitime. Cela signifie que lorsque d'autres changements ne relevant pas de motifs légitimes se produisent et entraînent une réduction du TRI, les effets des motifs légitimes ne permettent pas de compenser les effets de ces autres changements et le TRI des fonds propres à atteindre est inférieur au TRI des fonds propres autorisé de [9-11] %.

(105) En cas de survenance d'un motif légitime, au lieu d'un ajustement du prix d'exercice, EDU II et l'État peuvent convenir qu'EDU II recevra une indemnisation sous la forme d'une somme forfaitaire (ou en plusieurs tranches) payable dans un délai convenu à compter de la survenance du motif légitime en question.

(106) Les autorités tchèques ont en outre expliqué que les motifs légitimes s'appliquaient à condition qu'EDU II se trouve dans l'impossibilité de remédier aux incidences négatives en faisant preuve de la «diligence requise».

3.6.3. *Financement de l'accord d'achat et utilisation des recettes de l'accord d'achat de la production*

(107) Conformément à l'article 9 de la LBC, le financement de l'aide en faveur de l'énergie nucléaire sera couvert par le ministère au moyen de ressources provenant: i) des recettes des ventes d'électricité de l'entité ad hoc; ii) d'une taxe ([50]) perçue par les gestionnaires de réseau auprès des consommateurs finaux d'électricité, de manière similaire au financement actuel des SER; et iii) de contributions du budget de l'État.

(108) La Tchéquie fait valoir que le choix entre faire appel aux contribuables ou aux consommateurs pour d'éventuelles redevances ou remises est une question politique et devrait rester à la discrétion de l'État. Les autorités tchèques ont expliqué qu'elles avaient l'intention d'utiliser tous les flux de recettes décrits à l'article 9 de la LBC. Les fonds affectés au financement de mesures de transition vers le secteur de l'énergie à faible intensité de carbone seront conservés séparément par le ministère ou par l'entité ad hoc sur des comptes spéciaux auprès de banques établies en Tchéquie.

([49]) Selon la liste des conditions de l'AA, les événements suivants sont considérés comme des motifs légitimes: modifications des coûts de financement de l'AFR ou révocations ou modifications unilatérales ou modifications de l'AFR, retard dans l'adoption de la décision finale d'investissement, modification de la législation, non-respect des obligations de l'État ou d'entités publiques, impératifs de sécurité, exigences des autorités, catastrophes naturelles ou événements similaires, événements échappant au contrôle d'EDU II, problèmes d'infrastructures et de réseaux.

([50]) La taxe potentielle et les éventuelles exonérations à celle-ci ne relèvent pas du champ d'application de la présente procédure.

(109) Les autorités tchèques ont confirmé que si la perception d'une taxe par les gestionnaires de réseau ne suffisait pas à compenser un écart entre les fonds provenant de la taxe et les recettes provenant des ventes d'électricité de l'entité ad hoc, des contributions du budget de l'État tchèque seraient utilisées pour compenser cet écart conformément à l'article 9, paragraphe 1, point d), et à l'article 9, paragraphe 9, de la LBC. En revanche, s'il subsistait un excédent une fois que les coûts de la mesure ont été couverts, cet excédent serait inscrit au budget de l'État.

(110) Les autorités tchèques ont en outre expliqué que, si une taxe peut contribuer au financement des mesures, celui-ci ne dépendrait pas d'une telle taxe et le budget de l'État couvrirait au besoin les déficits potentiels. En particulier, la Tchéquie s'est engagée à ce que l'État intervienne pour couvrir tout écart entre les fonds levés au titre de la taxe potentielle et le montant d'aide prévu dans le cadre du projet.

(111) En ce qui concerne les recettes potentielles tirées par l'entité ad hoc des paiements de règlement ex-post, conformément à la loi n° 367/2021 relative à des mesures pour la transition de la Tchéquie vers un secteur de l'énergie bas carbone, ces recettes seront utilisées i) principalement pour financer les paiements de règlement versés au bénéficiaire à l'avenir et ii) à titre secondaire, pour financer les sources d'énergie renouvelables conformément à la loi n° 165/2012 Coll. relative aux sources d'énergie produite à partir de sources d'énergie encouragées (d'une manière non discriminatoire, en réduisant le montant à financer au moyen de la composante réglementée du prix de l'électricité) ou elles seront restituées au budget de l'État.

3.6.4. *Les engagements commerciaux en matière d'électricité*

(112) La Tchéquie s'est engagée à faire en sorte qu'au moins 70 % de la production totale d'électricité d'EDU II soit vendue sur les marchés à un jour, infrajournalier et à terme pendant toute la durée de vie de la centrale. Cet engagement s'applique donc à l'entité ad hoc pendant toute la durée de l'AA et au bénéficiaire (EDU II) par la suite, ainsi qu'à toute entité à laquelle l'entité ad hoc ou EDU II pourrait déléguer leurs activités commerciales (toute référence faite à l'entité ad hoc/à EDU II dans la présente section 3.6.4 englobe toute entité à laquelle les activités commerciales ont été déléguées).

(113) En principe, l'entité ad hoc/EDU II ([51]) négociera sur les marchés journalier et infrajournalier de la bourse d'échange à court terme organisée par l'opérateur du marché de l'électricité tchèque (OTE) et sur les marchés à terme de la bourse tchèque de l'électricité (PXE) et, uniquement à titre exceptionnel et sous réserve de l'accord préalable des services de la Commission, sur d'autres bourses d'échange.

(114) L'entité ad hoc/EDU II vendra le reste de la production totale d'électricité d'EDU II (soit au maximum 30 %) à des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires au moyen d'enchères. L'ensemble de règles et/ou le cadre applicable à ces enchères doit être réexaminé et approuvé à l'avance par le régulateur tchèque de l'énergie conformément aux obligations et compétences du régulateur au titre de la loi tchèque sur l'énergie. L'entité ad hoc/EDU II doit notifier toute enchère au régulateur tchèque de l'énergie au plus tard un jour avant son annonce publique.

(115) La Tchéquie s'engage à veiller à ce que les enchères d'énergie nucléaire soient ouvertes, claires, transparentes et non discriminatoires et fondées sur des critères objectifs, définis ex ante et réduisant le risque de soumission d'offres stratégiques. Les enchères sont menées sur une plateforme largement disponible afin d'en assurer l'accessibilité, tout en éliminant les obstacles géographiques et en permettant une vaste participation d'un large éventail d'acteurs du marché. Cette plateforme est conçue de manière à simplifier le processus d'enchères et à en accroître la facilité d'utilisation pour tous les participants tout en garantissant la confidentialité et l'intégrité des données d'enchères. La plateforme respecte les exigences réglementaires et les normes applicables régissant les marchés de l'électricité, y compris les règles relatives à l'organisation du marché, à son fonctionnement, à sa transparence et à la concurrence

([51]) Pendant la période de l'AA, l'entité ad hoc, ou une entité extérieure au groupe ČEZ à laquelle l'entité ad hoc aura délégué cette activité, sera responsable de la vente de la production. À titre exceptionnel, si l'entité ad hoc omet d'acheter tout ou partie du volume de production, EDU II vendra l'électricité en tant que preneur de prix sur le marché au comptant (voir considérant 83). Après la période de l'AA, l'EDU II ou une entité à laquelle elle aura délégué l'activité de négociation sera directement responsable de la vente de la production. Les engagements commerciaux en matière d'électricité s'appliquent à celle, parmi les deux entités, qui vend l'électricité produite par la centrale au cours de sa durée de vie prévue, ainsi qu'à toute entité susceptible de se voir déléguer les activités commerciales de ces deux entités.

équitable. La participation aux enchères est accessible de la même manière et aux mêmes conditions à tous les négociants agréés ou enregistrés. Aucune restriction n'est imposée sur l'utilisation finale de l'électricité vendue au moyen d'enchères. Les critères applicables aux enchères sont publiés suffisamment longtemps avant la date limite de soumission des offres, le nombre attendu de soumissionnaires devrait être suffisant pour permettre une concurrence effective et le volume d'électricité vendu lors des enchères est contraignant. Il convient d'éviter d'effectuer des ajustements ex post du résultat de la procédure d'enchères. Le régulateur tchèque de l'énergie surveille le processus d'enchères et supervise le respect des règles d'enchères approuvées. Il rend également compte de tout manquement à la Commission européenne.

(116) La Tchéquie a expliqué que les paramètres envisagés pour les futures enchères d'énergie nucléaire comprendront des lots d'un volume estimé entre 1 et 10 MW et une durée des contrats d'un an, d'un trimestre ou d'une durée plus courte. Les enchères seront organisées selon la procédure du «prix d'offre» («pay-as-bid»), avec un prix minimum prédéfini qui sera annoncé au plus tôt un à deux jours avant la clôture de l'enchère. Les enchères seront par ailleurs organisées sur une base trimestrielle ou annuelle, avec des règles transparentes prévoyant une période d'annonce de 30 jours avant le début de l'enchère. Enfin, la durée des enchères ne dépassera pas une période de sept jours civils et les résultats seront annoncés dans le courant de la semaine suivante. Ces dispositions s'appliquent à la fois aux enchères organisées pendant la période de l'AA et à celles organisées après cette période.

(117) Dans des circonstances exceptionnelles, l'entité ad hoc/EDU II peut s'écarter des règles d'échange décrites ci-dessus. Dès lors, si le facteur d'attrition ([52]) pour la bourse d'échange sur laquelle l'entité ad hoc/EDU II est tenue de vendre au moins 70 % de la production totale d'électricité d'EDU II est inférieur à 40 % (ci-après le «seuil») pendant une période de 30 jours consécutifs, l'entité ad hoc/EDU II aura le droit de vendre jusqu'à 50 % de la production totale d'électricité d'EDU II au moyen d'enchères respectant les conditions spécifiées dans la présente section le 31^{e} jour suivant la date à laquelle le régulateur tchèque de l'énergie a établi que le facteur d'attrition était passé sous le seuil. Pour éviter toute ambiguïté, dans ces circonstances, la Tchéquie s'engage à ce qu'au moins 50 % de la production totale d'électricité d'EDU II soit vendue sur les bourses d'échange conformément au considérant 113.

(118) La Tchéquie informe les services de la Commission dans les meilleurs délais lorsque le facteur d'attrition passe sous le seuil et lorsque l'entité ad hoc/EDU II a l'intention de vendre jusqu'à 50 % de la production totale d'électricité d'EDU II au moyen d'enchères.

(119) Si l'entité ad hoc fait usage de cette exception pour vendre jusqu'à 50 % de la production totale d'électricité d'EDU II au moyen d'enchères au cours d'une année civile, la République tchèque soumet à la Commission un rapport annuel de suivi concernant cette exception, en précisant ses raisons et sa durée.

3.6.5. *Taux de Rendement*

(120) La Tchéquie avait initialement notifié ([53]) un TRI des fonds propres cible (ou TRI des fonds propres autorisé) de [9-11] % ([54]), justifié par une estimation effectuée au moyen du modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF) pour le RCP requis comprise entre […] % et […] %. Ces chiffres étaient fondés sur les données du marché et des pairs à l'époque des faits et comprenaient une prime pour construction et exploitation d'une centrale nucléaire destinée à tenir compte des risques spécifiquement liés aux centrales nucléaires.

(121) Dans la décision d'ouverture ([55]), la Commission a exprimé des doutes quant au fait que les hypothèses utilisées pour estimer le RCP requis reflétaient correctement l'exposition au risque de l'investisseur. En particulier, la Commission avait des doutes quant à la prime pour construction et exploitation d'une centrale nucléaire, compte tenu de l'exposition réduite au risque du bénéficiaire.

(122) Afin de répondre aux doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture, la Tchéquie a présenté plusieurs communications et a actualisé le RCP sur la base:

a) des dernières données du marché: la Tchéquie a ainsi actualisé le taux sans risque, la prime de risque de marché et les hypothèses relatives au bêta; et

([52]) Le facteur d'attrition est une mesure de la liquidité du marché et se définit comme étant le volume global échangé sur le marché exprimé en multiple de la consommation physique.
([53]) Voir considérant 67 de la décision d'ouverture.
([54]) Voir considérant 71 de la décision d'ouverture.
([55]) Considérants 207 et 208 de la décision d'ouverture.

b) de l'exposition du projet au risque: afin de tenir compte de la protection des revenus et des autres mesures de soutien du gouvernement prises comme hypothèses dans la structure contractuelle et commerciale du projet, la prime pour projet majeur autonome (auparavant appelée «prime pour construction et exploitation d'une centrale nucléaire») de 3 % à 3,5 % a été supprimée du calcul du RCP effectué par la Tchéquie.

(123) La Tchéquie affirme que le RCP modifié, ou «capitaux propres cibles», de [9-11] % sur l'ensemble de la durée de vie du projet fournira une rémunération appropriée aux actionnaires d'EDU II.

(124) La Tchéquie a présenté de nombreux documents à l'appui de son point de vue. Le gouvernement tchèque a également présenté un modèle financier. La version finale de ce modèle a été soumise à la Commission le 15 mars 2024.

(125) La décision d'ouverture présente une évaluation de la position de la Tchéquie sur chacune des questions clés telle qu'elle figure dans ses communications jusqu'à la date de la décision d'ouverture ([56]). Le reste de la présente section donne un aperçu de la position de la Tchéquie sur les questions clés soulevées à la suite de la publication de la décision d'ouverture, en ce qui concerne l'estimation du RCP, du coût de la dette et du CMPC ainsi que du TRI des fonds propres et du projet.

3.6.5.1. Rendement obtenu par les détenteurs de fonds propres

(126) Le modèle financier décrit à la section 3.6.2 vise à estimer le prix d'exercice de l'AA nécessaire pour atteindre le RCP cible de [9-11] %.

(127) Les autorités tchèques ont expliqué qu'elles avaient évalué le RCP requis conformément aux pratiques de marché admises. En particulier, la Tchéquie a effectué une analyse dite «ascendante» fondée sur le MEDAF et l'a comparée à d'autres projets et investissements présentant un profil de risque similaire.

(128) La formule du MEDAF classique est la suivante:

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

où:

1) *RfR* est le taux sans risque, c'est-à-dire le rendement attendu d'un investissement dans des actifs sans risque;

2) R_m est le rendement attendu du marché, qui comprend une «prime de risque-pays» afin de refléter le risque lié à l'investissement dans un pays donné;

3) $(R_m - RfR)$ est la prime de risque de marché (PRM); et

4) β (ou bêta avec effet de levier) est une mesure du risque idiosyncratique, non diversifiable, du projet ([57]).

(129) Les autorités tchèques ont estimé que le RCP du marché pour un projet similaire à Dukovany se situait entre [...] % et [...] % avec l'inclusion d'une prime de risque majeur autonome ([58]) et entre [...] % et [...] % sans tenir compte de cette prime. Ces chiffres et leurs hypothèses sous-jacentes sont présentés dans le *tableau 2* et expliqués ci-dessous.

([56]) Voir section 4.4.2.5 de la décision d'ouverture.

([57]) Voir les observations de la Tchéquie du 1er mars 2024. Les autorités tchèques expliquent qu'elles ont utilisé l'approche Harris-Pringle pour estimer le bêta avec effet de levier. Dans le cadre de cette approche, le bouclier fiscal des intérêts (c'est-à-dire la réduction d'impôt résultant des déductions admissibles du revenu imposable) n'est pas utilisé dans les ajustements de l'effet de levier du bêta. La formule de Harris-Pringle est la suivante: $\beta_L = \beta_U + \frac{D}{E}(\beta_U - \beta_D)$, où β_L est le bêta avec effet de levier, β_U est le bêta sans effet de levier, β_D est le bêta de l'endettement, D est l'endettement et E est le capital. La Tchéquie indique en outre que cette approche correspond au modèle financier, dans lequel tous les flux de trésorerie qui sont actualisés en fonction du coût du capital sont calculés après impôt et incluent tout éventuel bouclier fiscal.

([58]) Cette prime est la «prime pour construction et exploitation d'une centrale nucléaire» décrite dans la décision d'ouverture, rebaptisée «prime de risque majeur autonome» ou «PRMA» par la Tchéquie.

Tableau 2

Estimation du RCP par la Tchéquie

Coût des fonds propres	Taux sans risque contemporain		Moyennes historiques à long terme du taux sans risque	
	Valeur basse	Valeur haute	Valeur basse	Valeur haute
Taux sans risque	[…] %	[…] %	[…] %	[…] %
PRM	[…] %	[…] %	[…] %	[…] %
Bêta sans effet de levier	[...]	[...]	[...]	[...]
Taux d'endettement	[…] %	[…] %	[…] %	[…] %
RCP	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**
Bêta de l'endettement	[...]	[...]	[...]	[...]
RCP — avec bêta de l'endettement	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**	**[...] %**
PRMA	3,0 %	3,5 %	3,0 %	3,5 %
RCP — avec PRMA	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**	**[…] %**

Source: Autorités tchèques

(130) Pour le taux sans risque ([59]), les autorités tchèques ont utilisé les moyennes à 2 et 20 ans d'obligations d'État de la zone euro et d'obligations d'État allemandes à 30 ans, ainsi que d'obligations de sociétés européennes notées AAA à plus de 10 ans ([60]). La Tchéquie indique avoir pris en considération des données moyennes contemporaines et à long terme afin de garantir la solidité de l'analyse, car cela donne une indication de ce qu'est le taux sans risque tant à court qu'à long terme ([61]). À la suite de ce choix, les autorités tchèques ont conçu deux scénarios, l'un prenant en considération les données contemporaines et l'autre les moyennes du taux sans risque à plus long terme. La Tchéquie indique en outre que vu qu'elle a choisi des obligations allemandes et de la zone euro pour comparer le taux sans risque, des ajustements doivent être effectués afin de traduire ce taux sans risque en un taux sans risque pour la République tchèque; concrètement, une prime doit être ajoutée ([62]). Cette prime est égale à la prime de risque-pays moyenne de la Tchéquie sur deux ans ([63]). Cette analyse débouche sur un taux sans risque compris entre [2 et 5] %.

([59]) Voir les observations de la Tchéquie du 1er mars 2024 et du 26 février 2024.

([60]) Pour les obligations de la zone euro notées AAA, l'obligation à 10 ans est celle qui présente l'échéance la plus longue.

([61]) La Tchéquie explique que, si des moyennes à court terme reflètent plus précisément les conditions prévalant sur le marché et la confiance des investisseurs, compte tenu de la volatilité des données relatives aux obligations d'État, se contenter de fonder le taux sans risque sur les données volatiles du marché au comptant risque de ne pas être prudent pour des projets d'infrastructure à très long terme tels qu'une centrale nucléaire. Se fonder sur une moyenne à plus long terme permet de réduire la volatilité associée aux données et peut donner une vision plus équilibrée et permettre la prise en considération des événements de correction du marché (par exemple, un retour à la moyenne). Observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

([62]) L'approche adoptée par le régulateur tchèque pour fixer le taux sans risque repose sur un panier d'obligations d'État émises par la République tchèque ayant une échéance résiduelle moyenne de 10 ans. Ces obligations sont libellées en couronnes tchèques. Toutefois, étant donné que les données financières du projet EDU II sont toutes indiquées en euros, le taux sans risque a été calculé sur la base d'obligations d'État européennes et de sociétés européennes très bien notées.

([63]) Voir le modèle financier de la Tchéquie et les observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024, indiquant une prime de 0,6 %. Damodaran (juillet 2023), https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly23.xlsx.

(131) Pour la PRM, la Tchéquie a pris comme hypothèse une fourchette comprise entre [5 et 7] % ([64]). La valeur de [...] % est la moyenne de l'approche de Damodaran fondée sur les CDS ([…] %) et de l'approche fondée sur la notation de crédit ([…] %) ([65]). La valeur de […] % est la moyenne: a) des […] % du professeur Damodaran; et b) de la dernière enquête du professeur Fernandez sur la PRM, publiée en juin 2022, qui indique une PRM moyenne et médiane de respectivement […] % et […] % ([66]).

(132) Pour l'estimation du bêta ([67]), la Tchéquie a tenu compte des bêtas d'un ensemble de sociétés comparables. Pour cet ensemble, la Tchéquie a tenu compte d'un certain nombre d'entreprises de service public européennes cotées en bourse, en affinant la liste de manière à tenir compte principalement des bêtas d'entreprises dont le portefeuille comporte des activités dans le domaine de l'énergie nucléaire ([68]). Cette analyse aboutit à un bêta sans effet de levier de […] ([69]). La Tchéquie explique que, bien que ces entreprises soient les plus indiquées pour une comparaison avec EDU II, elles ne fournissent qu'une estimation indicative du bêta d'un projet uniquement basé sur la production d'énergie nucléaire et que cette fourchette de bêtas est de nature prudente. En particulier, la Tchéquie explique que bon nombre de ces entreprises comparables cotées en bourse exercent plusieurs autres activités commerciales en dehors de leurs activités nucléaires. À ce titre, la Tchéquie indique de surcroît que, étant donné que certaines données reflètent le risque associé aux actifs de transport et de distribution réglementés (plutôt que le risque strictement associé à une centrale nucléaire), les données doivent être interprétées en faisant preuve de discernement. La Tchéquie fait donc valoir qu'il est probable que le bêta d'une centrale nucléaire en République tchèque soit plus proche de l'extrémité supérieure de la fourchette des bêtas des entreprises comparables ([70]).

(133) Pour l'estimation du bêta de l'endettement ([71]), la Tchéquie a jugé approprié de supposer une estimation nulle ainsi qu'une estimation non nulle de […] ([72]), telle qu'adoptée dans les récentes déterminations réglementaires dans les secteurs de l'eau et de l'énergie au Royaume-Uni ([73]). Le RCP cible de [9-11] % a été calculé sur la base du bêta de l'endettement de […].

([64]) Voir les observations de la Tchéquie du 1er mars 2024 et du 26 février 2024.

([65]) Ces chiffres proviennent de la base de données mondiale sur les primes de risque sur fonds propres de juillet 2023 mise au point par le professeur A. Damodaran (ci-après «Damodaran») de l'Université de New York (https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctrypremJuly23.xlsx). Damodaran utilise pour cela la prime de risque sur fonds propres implicite du S&P 500. Une fois que la prime de marché mature a été définie (5 % dans cet ensemble de données), Damodaran estime l'écart de défaut, ou prime de risque-pays, du pays en question. La prime de risque de marché pour la République tchèque correspond à la somme de la prime de risque-pays sur fonds propres à long terme (5 %) et de la prime de risque-pays de la Tchéquie (0,3 % et 0,9 %). La prime de risque-pays de la Tchéquie est estimée selon deux méthodes. La première, qui aboutit à une prime de 0,3 %, est fondée sur l'écart sur CDS (ou contrat d'échange sur risque de crédit) entre l'Allemagne (0,22 %, dans l'onglet «10-year CDS Spreads» du fichier Excel susmentionné) et la République tchèque (0,45 %, dans l'onglet «10-year CDS Spreads» du fichier Excel susmentionné), qui est ensuite multiplié par un multiplicateur de 1,4, comme le montre l'ensemble de données de Damodaran. La seconde méthode, qui aboutit à une prime de 0,9 %, est fondée sur la notation de crédit de la République tchèque (Aa3), qui donne un écart de 0,64 %, lequel est ensuite multiplié par le multiplicateur de 1,4, comme ci-dessus.

([66]) Base de données développée par le professeur P. Fernandez (ci-après «Fernandez») de la IESE Business School de l'Université de Navarre. Cette base de données est le résultat d'une enquête menée par Fernandez et al. concernant le taux sans risque et la prime de risque du marché utilisés en 2023 pour 80 pays [voir Fernandez et al. (2023), «Survey: Market Risk Premium and Risk-Free Rate used for 80 countries in 2023», par Pablo Fernandez, Diego García de la Garza et Javier Fernandez Acin, SSRN, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4407839].

([67]) Voir les observations de la Tchéquie du 1er mars 2024.

([68]) Les sociétés prises en considération sont les suivantes: RWE, ČEZ, Fortum, EDF, Engie, Iberdrola, Uniper, Centrica et Nuclearelectrica. Voir les observations de la Tchéquie du 27 février 2024.

([69]) La Tchéquie explique que son analyse suit l'approche de Modigliani et Miller, qui utilise l'univers d'évaluation comparative prescrit pour calculer une estimation du bêta (des actifs) sans effet de levier d'EDU II. Cette estimation est ensuite réorientée afin d'aboutir à l'estimation correspondante du bêta avec effet de levier (capital) (en supposant un bêta sans endettement). Afin d'estimer le bêta sans effet de levier, la Tchéquie s'est concentrée sur des estimations hebdomadaires à deux et cinq ans pour effectuer son analyse. En particulier, le bêta a été calculé selon l'approche de Damodaran, qui consiste à sélectionner les bêtas d'entreprises comparables pour les prix hebdomadaires sur deux ans (avec une pondération de 66,7 %) et sur cinq ans (avec une pondération de 33,3 %). Voir https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm. Voir les observations de la Tchéquie du 27 février 2024.

([70]) Observations de la Tchéquie sur le RCP du 10 janvier 2024.

([71]) Le bêta des actifs peut être subdivisé en deux catégories: le bêta des fonds propres, à savoir l'exposition des actionnaires au risque systématique, et le bêta de l'endettement, à savoir l'exposition des détenteurs d'obligations au risque systématique. Pour calculer le bêta des actifs, le bêta des fonds propres et le bêta de l'endettement sont pondérés en fonction de la proportion de dettes et de fonds propres dans la structure du capital.

([72]) Voir les observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

([73]) La source de la Tchéquie est le secteur réglementé des services publics de l'eau au Royaume-Uni, dans lequel un bêta de l'endettement compris entre 0,15 et 0,05 est utilisé (voir la méthode de réexamen des prix finaux utilisée par le régulateur du secteur de l'eau, Ofwat, décembre 2022, https://www.ofwat.gov.uk/wp-content/uploads/2022/12/PR24_final_methodology_Appendix_11_Allowed_return.pdf).

(134) Pour l'estimation du taux d'endettement ([74]), la Tchéquie utilise un chiffre de [...] %. Celui-ci reflète le taux d'endettement simple moyen sur la durée de vie de la centrale et le taux d'endettement cible du projet ([75]). La Tchéquie observe que cette hypothèse est prudente dans la mesure où, d'une part, la structure du capital du projet prévoit 98 % d'endettement et, d'autre part, le «taux d'endettement effectif» du projet se situe entre 67 et 78 % ([76]).

(135) Pour la prime de risque majeur autonome, la Tchéquie a fait valoir que les centrales nucléaires étaient de vastes projets autonomes présentant certaines caractéristiques et certains risques uniques par rapport à d'autres projets de production d'électricité, dont il convenait de tenir compte en incluant une PRMA dans le RCP calculé sur la base du MEDAF. L'estimation de 3-3,5 % effectuée par les autorités tchèques tiendrait compte des risques non reflétés par les estimations du bêta des services publics de l'énergie diversifiés ([77]). Toutefois, compte tenu des importantes mesures d'atténuation des risques introduites dans la structure financière et contractuelle proposée, y compris la protection à long terme du prix d'exercice, la PRMA n'a pas été incluse dans le RCP cible.

(136) À partir des hypothèses ci-dessus, la Tchéquie établit une fourchette estimée pour le RCP cible comprise entre [...] et [...], ne tenant pas compte de la PRMA. La Tchéquie fait valoir que le RCP cible a été fixé à l'extrémité inférieure de la fourchette pour les raisons suivantes: il est plus proche du point médian de la fourchette de valeurs de référence (voir considérant 137) et le projet présente un solide profil de risque grâce à la protection des revenus et aux autres mesures d'atténuation incluses dans la structure commerciale.

(137) Pour comparer son analyse, la Tchéquie compare le taux de rendement cible du projet de [9-11] % à celui d'indicateurs, y compris d'autres projets nucléaires, de vastes projets d'infrastructures commerciales, les services publics réglementés tchèques et les YieldCos du Royaume-Uni. Ces résultats sont indiqués dans le tableau ci-dessous ([78]).

([74]) Dans ce contexte, on entend par «taux d'endettement» le ratio dette-capital, le capital étant la somme des dettes et des fonds propres.

([75]) Voir les observations de la Tchéquie du 21 mars 2024.

([76]) Dans ses observations du 9 janvier 2024, la Tchéquie explique que, dans le cadre de la structure de financement d'EDU II, le niveau d'endettement du projet varie au fil du temps. Il présente un taux d'endettement supérieur à 90 % pendant la construction, qui diminue tout au long de la durée de vie du projet à mesure que l'AFR est remboursée. La Tchéquie explique en outre que le taux d'endettement variable dans le temps d'EDU II a pour effet que, dans le cadre du MEDAF classique, le RCP requis doit être positivement corrélé au taux d'endettement, puisque les investisseurs en fonds propres ont tendance à exiger un rendement plus élevé lorsque le taux d'endettement augmente. En conséquence, selon le cadre du MEDAF, le RCP devrait être variable dans le temps afin de refléter cette dynamique relative entre le rendement des capitaux propres et le taux d'endettement effectif. La Tchéquie déclare ensuite que, étant donné que la mécanique du modèle financier suppose un RCP annuel constant tout au long de la durée de vie du projet, elle n'est pas compatible avec la manière dont le niveau du RCP devrait être fixé compte tenu de la variabilité dans le temps du taux d'endettement annuel d'EDU II. Pour y remédier, il conviendrait de déterminer un taux d'endettement annuel «effectif» constant, afin de s'assurer 1) que l'évolution de l'exposition au risque sur actions tout au long de la durée de vie du projet d'EDU II soit correctement prise en compte et 2) qu'un RCP annuel constant compatible avec la mécanique du modèle financier actuel soit utilisé dans le cadre du MEDAF. Par conséquent, une simple moyenne du taux d'endettement dans le temps ne reflète pas véritablement le niveau de risque auquel le projet est exposé et, parallèlement, le niveau de rendement des capitaux propres qui serait exigé par les investisseurs. Par exemple, en supposant le même niveau d'endettement moyen annuel simple, l'exposition au risque sur actions pour le projet, dont le taux d'endettement augmente pendant la phase de construction, serait supérieure à celle observée pendant la phase d'exploitation, qui présente un taux d'endettement plus faible. En effet, la phase de construction comporte un risque sensiblement plus élevé pour les investisseurs en fonds propres que la phase d'exploitation. À la lumière de ce qui précède, la Tchéquie a présenté les trois approches alternatives destinées à servir d'indicateur du taux d'endettement effectif utilisé dans l'estimation du RCP. Ces approches alternatives ont été décrites en détail dans les observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024 ainsi que dans celles du 8 novembre 2023.

([77]) Voir les observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

([78]) Voir les observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

Tableau 3

Valeurs de référence de la Tchéquie ([79])

Projet comparable	Levier (%)	RCP avec effet de levier (%)
Projet de production nucléaire		
Unité C de Hinkley Point ([1])	s.o.	11,0-11,5
Paks II ([2])	40,0-50,0	10,9-12,5
Grands projets d'infrastructures commerciales		
Houille allemande ([3])	60,0	11,0
TGCC allemandes ([3])	60,0	10,0
Éolien en mer ([4])		7,0-9,0
Contrôles des prix réglementaires en Tchéquie ([5])		
Transport et distribution d'électricité (2021-2025)	48,9	7,9
Transport et distribution de gaz (2021-2025)	48,9	7,8
YieldCos britanniques ([6])	34,0-65,0	7,2-11,0

([1]) Voir la décision de la Commission du 8 octobre 2014 concernant la mesure d'aide SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que le Royaume-Uni envisage de mettre à exécution à titre de soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point.

([2]) Voir décision de la Commission du 6 mars 2017 relative à la mesure/au régime d'aides/à l'aide d'État SA.38454 — 2015/C (ex 2015/N) que la Hongrie envisage de mettre à exécution à titre de soutien en faveur du développement de deux nouveaux réacteurs nucléaires de la centrale nucléaire 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, https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2022/09/WFO_FinancingOffshoreWind_2022.pdf (wfo-global.org).

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

([6]) Selon la Tchéquie, les YieldCos sont une catégorie d'actifs composée d'entreprises cotées en bourse qui sont axées sur les actifs opérationnels dans le domaine des énergies renouvelables. Six entreprises ont été examinées entre juin 2022 et juin 2023, dont deux avaient publié des rapports en 2023 et avaient indiqué les valeurs correspondantes de leurs RCP avec et sans effet de levier. L'effet de levier inférieur a été tiré de la performance du portefeuille, tandis que l'effet de levier supérieur faisant référence au niveau maximal autorisé dans le cadre de leur politique d'investissement: Effet de levier de TRIG: https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/08/TRIG-H1-2023-Interim-Results-Presentation.pdf; RCP avec effet de levier de TRIG: https://www.trig-ltd.com/wp-content/uploads/2023/02/TRIG-2022-Annual-Report.pdf; Effet de levier et RCP avec effet de levier d'UKW: https://www.greencoat-ukwind.com/~/media/Files/G/GreenCoat-UKWind/documents/Results/2911%20Greencoat%20Interim%20Report_CL.pdf.

Source: Autorités tchèques, observations du 9 janvier 2024

(138) Selon la Tchéquie, les conclusions de cette comparaison indiquent que les estimations du RCP pour la centrale proposée à Dukovany sont cohérentes avec celles d'autres centrales et projets d'infrastructures énergétiques. La Tchéquie indique également que le RCP d'EDU II devrait être plus élevé que celui des autres centrales nucléaires récentes, compte tenu notamment de l'effet de levier plus important d'EDU II. L'ajustement des rendements réglementés des services publics de l'énergie en République tchèque en tenant compte des différences au niveau du rapport risque-rendement (c'est-à-dire en ajoutant la prime de risque majeur autonome de 3 à 3,5 %) donnera lieu à un rendement comparable ([80]).

([79]) La Tchéquie observe en outre que les résultats cadrent globalement avec l'analyse des risques, les projets nucléaires se situant à l'extrémité supérieure du spectre des risques et affichant en conséquence un niveau élevé de rendement; les valeurs de comparaison dans le domaine nucléaire correspondent à la fourchette de RCP estimée; les contrôles des prix réglementaires en Tchéquie font état de rendements relativement stables sur les périodes sur les périodes de contrôle 2021-2025. Il s'agit de l'une des valeurs de référence les plus faibles, qui correspond à la catégorie des risques «faibles» incluse dans l'analyse des risques. En outre, deux des projets de production d'électricité allemands utilisés pour la comparaison (houille et TGCC) présentent des niveaux de rendement des capitaux propres correspondant à ceux des projets de production nucléaire, en étant légèrement inférieurs à ceux-ci, principalement en raison du risque nettement inférieur associé à la construction et à l'exploitation. Voir les observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

([80]) Observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

(139) Les autorités tchèques concluent que le TRI des fonds propres cible de [9-11] % est approprié compte tenu du risque de marché et des mesures d'atténuation y afférentes. La Tchéquie indique par ailleurs que le RCP cible de [9-11] % reflète la structure financière proposée pour le projet, avec la responsabilité des activités préalables à la construction assumée par EDU II, la construction financée par le prêt d'État et un accord d'achat de la production sur 40 ans ([81]).

(140) Les autorités tchèques expliquent de surcroît qu'en appliquant un scénario réaliste de dépassement des coûts de 10 % en raison de motifs non légitimes, le TRI des fonds propres tomberait à [...] %.

3.6.5.2. Coût de la dette

(141) La Tchéquie explique que le coût de l'AFR pendant la construction et la période de garantie est de 0 % par an, tandis que, pendant l'exploitation commerciale de la centrale, le coût de l'AFR sera égal aux coûts du financement de la dette publique majorés de 1 %, mais ne sera pas inférieur à 2 % par an. Elle explique également qu'à la lumière des récentes évolutions des coûts d'emprunt d'État ainsi que de l'inflation, le coût de la dette s'élèvera à 3,5 % durant l'exploitation ([82]). La Tchéquie calcule que le coût global de la dette (ci-après «CD») pour le projet est égal à [2-4] % ([83]).

3.6.5.3. Taux de rendement global

(142) La Tchéquie a utilisé la formule de CMPC «vanille» suivante ([84]):

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

où:

1) Le CFP est le coût des fonds propres, ou le rendement des capitaux propres de [9-11] %, abordé à la section 3.6.5.1;

2) Le CD est le coût de la dette de [2-4] % abordé à la section 3.6.5.2; et

3) $\left(\frac{D}{D+E}\right)$ est le taux d'endettement du projet de […] %, examiné à la section 3.6.5.1.

([81]) Observations de la Tchéquie du 9 janvier 2024.

([82]) La Tchéquie explique que l'estimation du coût de la dette à 3,5 % a été effectuée sur la base de données récentes relatives à la courbe de rendement des obligations d'État tchèques. Sur la base d'une approximation linéaire entre les cotations à 20 ans et à 50 ans disponibles, le taux pertinent à 30 ans est de 4,04 % en couronnes tchèques. Étant donné que le gouvernement tchèque n'a pas d'obligations à long terme en EUR, un taux pertinent en EUR a été estimé sur la base des cours du taux de change à terme CZK/EUR afin de calculer le taux d'intérêt fixe. Sur la base de cette analyse, le taux fixe pertinent en EUR est d'environ 2,5 %. Si l'on y ajoute la marge de 1 % susmentionnée, on obtient un coût de la dette estimé à 3,5 %. Voir les observations de la Tchéquie du 1er mars 2024 et du 7 mars 2024.

([83]) Voir les observations de la Tchéquie du 7 mars 2024. Après la période de l'AA, la Tchéquie explique que le projet pourra augmenter sa dette commerciale d'un montant de 304 millions d'EUR, ou 3 % de l'AFR, entre 2081 et 2095, afin de refléter la prévision selon laquelle l'investisseur devrait chercher à refinancer le projet à l'expiration de l'AA afin de gérer plus efficacement son portefeuille d'actifs. La dette commerciale devrait être réduite après la période de l'AA à un coût de 5,5 %. Ce chiffre été estimé en prenant comme référence le coût de la dette pour l'AFR (soit 3,5 %). Compte tenu de l'exposition totale aux prix du marché vers la fin de la durée de vie du projet, une marge de 2 % a été ajoutée aux 3,5 % afin d'estimer le coût de la dette commerciale à ce stade. Voir également le modèle financier de la Tchéquie.

([84]) Voir les observations de la Tchéquie du 13 octobre 2023 et du 1er mars 2024.

(143) Cette formule aboutit à un CMPC de [4,5-7] %. La Tchéquie explique qu'aucun effet de bouclier fiscal n'est comptabilisé dans sa formule du CMPC car tous les effets fiscaux sont comptabilisés dans le modèle financier et reflétés dans les flux de trésorerie utilisés pour calculer les ratios du modèle financier ([85]). Toutefois, si l'effet de bouclier fiscal était pris en considération et si le taux d'imposition effectif de la Tchéquie de 21 % était utilisé, le CMPC se chiffrerait à [4-7] % ([86]).

3.6.6. *Revenus et coûts du projet*

(144) Comme expliqué à la section 3.6.2, le modèle financier présenté par la Tchéquie repose sur plusieurs hypothèses relatives aux anticipations de prix du marché, à la disponibilité de la centrale, aux coûts de construction, aux coûts d'exploitation et aux coûts de déclassement, ainsi que sur d'autres hypothèses pertinentes, concernant notamment les dépenses en capital et le financement du projet.

(145) Les recettes de la centrale sont calculées en tenant compte des prévisions de prix de marché et en émettant l'hypothèse d'un suivi de la charge limité, consistant à ce que la centrale ajuste sa production d'électricité, dans certaines limites techniques, en tenant compte des prix horaires du marché au comptant, conformément aux incitations financières fournies par la formule de rémunération décrite au considérant 88.

(146) Les autorités tchèques ont expliqué que la capacité de suivi de la charge de la centrale sera limitée par des contraintes techniques, qui dépendront en partie de la technologie choisie. Dans la modélisation de l'appel de la centrale en réaction aux prix du marché, la Tchéquie a supposé que la centrale satisferait, au minimum, aux normes européennes des fournisseurs d'électricité pour les centrales nucléaires de puissance à eau légère ([87]).Si les capacités techniques de la centrale dépassaient ces exigences minimales, ce dépassement serait pris en considération dans les hypothèses de recettes utilisées pour calculer le prix d'exercice après la conclusion du contrat EPC. Une telle flexibilité accrue permettrait une meilleure optimisation du suivi de la charge et aurait ainsi un effet à la baisse sur le prix d'exercice.

(147) Pour les estimations centrales des prix du marché, la Tchéquie s'est fondée sur les hypothèses commerciales de ČEZ pour l'évolution des prix annuels moyens du marché de l'électricité en République tchèque entre 2035 et 2050. Pour la période 2051-2096, afin de couvrir toute la durée de vie utile escomptée de la centrale, les autorités tchèques supposent que les prix du marché diminueront progressivement à un rythme constant de [...] % par an, afin de refléter les prévisions selon lesquelles les prix du marché auront tendance à baisser à plus long terme en raison de l'augmentation de la part de SER dans le système. Sans ajustements pour tenir compte de l'inflation, l'hypothèse centrale concernant le prix du marché commence à [...] EUR par MWh en 2036, puis diminue à [...] EUR par MWh d'ici à 2050, avant de baisser progressivement à [...] EUR par MWh en 2076 et à [...] EUR par MWh en 2096.

(148) Les autorités tchèques ont présenté des analyses de sensibilité aux prix dans le cadre du modèle financier, en s'aidant d'autres scénarios supposant des prévisions annuelles constantes des prix moyens du marché allant de – 10 EUR/MWh à 150 EUR/MWh. Dans les scénarios où les prix du marché sont fixés à -10 EUR/MWh, 10 EUR/MWh et 20 EUR/MWh, elles s'attendent à ce que la centrale ferme après l'expiration de l'AA. Pour l'ensemble des scénarios de sensibilité aux prix, les autorités tchèques estiment que la fourchette des prix d'exercice nécessaires pour obtenir le rendement des capitaux propres cible de [9-11] % sur la durée de vie du projet est comprise entre [50-80] EUR/MWh et [75-90] EUR/MWh. En supposant un prix d'exercice fixe de [65-80] EUR/MWh (prix réels de 2020), le TRI des fonds propres escompté selon les différents calculs de sensibilité serait de [...] % avant le partage des gains pendant la durée de l'accord, de [...] % avant le partage des gains pendant la durée du projet et de [...] % après le partage des gains à des prix de marché de 150 EUR/MWh, de [...] % avant et après le partage des gains à un prix de 40 EUR/MWh, de [...] % avant et après le partage des gains à un prix de 20 EUR/MWh et de [...] % avant et après le partage des gains à un prix de 10 EUR/MWh ainsi qu'à un prix de – 10 EUR/MWh.

([85]) La Tchéquie explique que cette approche est différente de celle du financement des entreprises, dans laquelle l'évaluation est réalisée sur les flux de trésorerie disponible pour l'entreprise et l'ajustement du CMPC au titre du bouclier fiscal [consistant à multiplier le CD par un facteur de (1-t), t étant le taux d'imposition] est nécessaire pour refléter l'implication de la structure financière sur les impôts, qui ne sont pas directement reflétés dans le modèle. Par conséquent, cet ajustement n'est pas applicable au modèle financier du projet utilisé en l'espèce. Voir les observations de la Tchéquie du 21 février 2024.

([86]) Observations de la Tchéquie du 1er mars 2024 et modèle financier de la Tchéquie.

([87]) Disponible pour les membres à l'adresse suivante: https://europeanutilityrequirements.eu/.

(149) Comme expliqué au considérant 145, la Tchéquie a mis au point un modèle de recettes annuelles qui calcule les recettes de la centrale électrique pour chaque heure d'exploitation sur la base d'une estimation des prix horaires du marché et en supposant une optimisation de la production en réponse aux signaux de prix du marché, tout en tenant compte de la maintenance prévue et imprévue. Les courbes des prix horaires ont été établies sur la base de la volatilité des prix au cours de l'année 2035 selon le principal scénario de prix de ČEZ, qui a été appliqué aux projections de prix annuelles sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif. Ensuite, pour chaque courbe de prix horaire, les recettes de la centrale sont calculées à l'aide de la formule de rémunération décrite à la section 3.6.1, en supposant que la production soit optimisée pour répondre aux signaux du marché dans les limites de la capacité technique de la centrale.

(150) La Tchéquie a estimé l'incidence sur la rentabilité de la centrale en supposant une charge post-exploitation comme décrit ci-dessus, par rapport à un scénario d'absence de charge post-exploitation dans lequel la production serait maintenue à une disponibilité annuelle moyenne correspondant à [75-100] % de la capacité de l'installation. Grâce au suivi de charge, les autorités tchèques estiment que la centrale électrique fonctionnera à une disponibilité moyenne de [70-90] % de sa capacité (compte tenu d'une réduction attendue de la production à 75 % pendant les périodes où les prix du marché *p* sont inférieurs aux coûts *c*), pour atteindre en moyenne 101,24 % des recettes et 96,59 % des coûts que la centrale aurait engendrés sans charge au cours de la durée de vie du projet. Les autorités tchèques soulignent que le résultat de l'analyse est fortement influencé par le profil des prix du marché supposés, qui sont hypothétiques par nature et qui ne peuvent être considérés que comme des indicateurs théoriques des performances de la centrale.

(151) La formule de rémunération décrite au considérant 88 garantit la stabilité des recettes d'EDU II indépendamment des conditions moyennes du marché au cours de la période de validité de l'AA (2038-2078).

(152) Étant donné qu'au moment de l'adoption de la présente décision, le résultat de l'appel d'offres EPC n'est pas connu, la Tchéquie a présenté des estimations de coûts indicatives fondées sur une analyse comparative et sur des informations accessibles au public provenant de la conception et de l'exploitation des centrales existantes. La Tchéquie reconnaît que la fiabilité des prévisions de coûts est limitée, étant donné qu'il n'existe pas de projets antérieurs directement comparables en Tchéquie et que les travaux de conception ne sont pas encore suffisamment détaillés. Elle indique néanmoins s'attendre à ce que l'appel d'offres pour le contractant EPC parvienne à la solution la plus avantageuse sur le plan économique qui devrait réduire au minimum les coûts.

(153) Dans le scénario de base, les dépenses en capital globales, c'est-à-dire les coûts de construction («coût de construction à un jour»), sont estimées à [...] EUR/kW, ce qui correspond à [...] milliards d'EUR en prix réels de 2020 (et à [...] milliards d'EUR en prix nominaux).

(154) La Tchéquie soutient en outre que, compte tenu de la complexité et des spécificités techniques des centrales nucléaires, il n'est pas rare d'observer des coûts de construction beaucoup plus élevés qu'initialement prévu. La Tchéquie a indiqué que, dans le scénario le plus défavorable de dépassements de coûts similaires à ceux supportés dans les centrales nucléaires de Vogtle (États-Unis) et de Hinkley Point C (Royaume-Uni), les coûts de construction à un jour du projet pourraient atteindre [14 000 à 15 000] EUR par kW, soit [17-18] milliards d'EUR (chiffres réels aux prix de 2023).

(155) Les estimations des coûts variables d'exploitation comprennent les coûts de combustible, les taxes de gestion des déchets payées à l'État, les coûts d'exploitation et d'entretien, à l'exclusion des coûts de combustible, et une exigence de provisionnement permanente pour les dépenses de déclassement. Au total, les autorités tchèques estiment les coûts d'exploitation variables à environ [10-15] EUR/MWh (avec des coûts d'achat de carburant estimés à [...] EUR/MWh, des coûts de déclassement et de gestion des déchets estimés à [...] EUR/MWh et des coûts variables d'exploitation et de maintenance estimés à [...] EUR/MWh). Les coûts d'exploitation variables sont utilisés comme variable d'entrée *c)* dans la formule de rémunération de l'AA et pour estimer la charge post-exploitation sur la base des prix horaires du marché au comptant.

(156) Les coûts d'exploitation totaux dans le modèle financier couvrent également les coûts du cycle de vie d'un montant de [...] EUR/MWh, qui, selon les autorités tchèques, sont des coûts destinés au remplacement et aux travaux de rénovation importants des composants de la centrale, mais ne comprennent pas les coûts de prolongation de la durée de vie. En outre, les coûts d'exploitation du modèle financier couvrent des coûts d'exploitation fixes de [10-20] EUR/MWh, qui, selon les autorités tchèques, comprennent les salaires et traitements, les services achetés, les assurances et taxes, les redevances, les frais d'inspection et de révision, les indemnités de déclassement et les frais divers.

(157) Pour tenir compte de l'incidence du suivi de charge sur les coûts, les autorités tchèques ont ajouté des coûts opérationnels de [...] EUR/MWh. Selon les autorités tchèques, les coûts supplémentaires liés au suivi de la charge dans les centrales nucléaires couvrent les préoccupations liées à la complexité opérationnelle accrue, à la maintenance et à l'efficacité en carburant et sont influencés par des facteurs tels que la conception spécifique de la centrale nucléaire, son âge, l'environnement réglementaire dans lequel elle opère et ses pratiques opérationnelles. L'hypothèse actuelle de [...] EUR/MWh représente une estimation initiale et sera réexaminée après l'appel d'offres EPC et dans le cadre des réexamens périodiques.

(158) Après la conclusion de l'appel d'offres EPC, la Tchéquie actualisera certaines hypothèses de coûts décrites ci-dessus (voir annexe). Plus précisément, les coûts de construction à un jour, les coûts d'exploitation variables (coûts de combustible, coûts d'exploitation et d'entretien, coûts de déclassement et de gestion des déchets), les coûts du cycle de vie, les coûts fixes d'exploitation, les coûts liés au suivi de charge et les hypothèses de disponibilité seront actualisés et utilisés dans le modèle financier pour calculer le prix d'exercice initial.

(159) Lors des réexamens périodiques, certaines hypothèses peuvent être actualisées (c'est-à-dire ajustées à la hausse ou à la baisse), notamment les hypothèses d'inflation, les coûts d'exploitation variables, les coûts du cycle de vie, les coûts d'exploitation fixes, les coûts liés au suivi de charge et les estimations de la rentabilité du suivi de charge (voir annexe). Le réexamen sera supervisé par un tiers indépendant, qui devrait être l'Office de régulation de l'énergie tchèque.

(160) En outre, certaines hypothèses peuvent être actualisées en raison de motifs légitimes, comme expliqué à la section 3.8.

3.6.7. *Contrôle de la surcompensation*

(161) Comme expliqué dans la décision d'ouverture, les autorités tchèques ont initialement proposé un mécanisme de contrôle de la surcompensation consistant en un partage des gains sur fonds propres avec un seuil fixé au niveau du RCP cible, à savoir [9-11] %, ainsi qu'en un facteur de partage de 50:50.

(162) À la suite des modifications qu'il a été proposé d'apporter à la mesure 1, compte tenu notamment de la réduction de la durée de l'AA de 60 à 40 ans, qui, selon la Tchéquie, expose le bénéficiaire au risque lié aux prix du marché pendant les 20 dernières années de vie de l'actif, les autorités tchèques soutiennent qu'un partage des gains sur fonds propres légèrement modifié serait plus approprié, étant donné qu'il refléterait plus précisément l'exposition accrue du bénéficiaire au risque lié aux prix du marché après l'AA. Le partage des gains sur fonds propres prévoira donc ce qui suit:

a) tout gain supérieur au niveau du RCP, à savoir [9-11] % (financement nominal, après impôts et avant commercialisation), sera réparti entre le bénéficiaire et l'entité ad hoc sur une base 50:50, sur une période de 40 ans débutant à la date de mise en service de la centrale;

b) tout gain supérieur au niveau du RCP, à savoir [9-11] % (financement nominal, après impôts et avant commercialisation), sera réparti entre le bénéficiaire et l'entité ad hoc sur une base 60:40, sur une période de 20 ans suivant immédiatement la période de 40 ans susmentionnée.

(163) La Tchéquie a expliqué que les rendements réels du projet seront évalués à des intervalles de cinq ans au cours de la durée de vie utile du projet afin de vérifier si des gains excédentaires ont été réalisés. Cette évaluation sera réalisée i) pour la première fois après la fin de l'exercice au cours duquel l'autorisation obtenue pour l'exploitation de la centrale entre en vigueur ou, si elle intervient plus tôt, après la fin de l'exercice précédant immédiatement l'expiration du délai de cinq ans à compter du début de la fourniture d'électricité de la centrale au réseau («évaluation initiale de la surcompensation»), puis ii) tous les cinq ans («évaluation ultérieure de la surcompensation») jusqu'à ce que le projet cesse ses activités commerciales.

(164) L'évaluation se fondera sur la version la plus récente du modèle financier dûment actualisé à la fin de l'exercice financier précédant l'évaluation (la «date d'évaluation») avec les chiffres réels des recettes et des coûts.

(165) L'évaluation déterminera si le rendement effectif des capitaux propres (ci-après le «TRI des fonds propres effectif») dépasse un seuil de rendement des capitaux propres (ci-après le «seuil de surcompensation du TRI des fonds propres»). Le TRI des fonds propres effectif sera le taux de rendement atteint au prix d'exercice et sur la base des recettes issues du marché et des autres paramètres de la formule de rémunération applicable à la date d'évaluation. La détermination du TRI des fonds propres effectif reflétera les performances réelles du projet depuis son lancement jusqu'au moment de l'évaluation en question. Elle ne tiendra pas compte des flux de trésorerie prévus jusqu'à la fin de l'exploitation. Le seuil de surcompensation du TRI des fonds propres a été fixé ex ante à une valeur de [9-11] % pour la durée de vie utile du projet (c'est-à-dire pendant et après la période d'achat de l'AA).

(166) Si le TRI des fonds propres effectif dépasse le seuil de surcompensation du TRI des fonds propres, une surcompensation des fonds propres est réputée avoir eu lieu (ci-après un «épisode de surcompensation des fonds propres»). Lors d'un tel épisode, un montant forfaitaire en espèces (ci-après le «montant de surcompensation des fonds propres») sera remboursé à l'État et à ČEZ. Un tel montant sera uniquement versé directement à la suite d'une évaluation de la surcompensation, et non pas au cours de l'année au cours de laquelle il y a eu surcompensation des fonds propres.

(167) Si un épisode de surcompensation des fonds propres est réputé s'être produit, le montant de surcompensation des fonds propres sera calculé comme suit:

(168) La première étape consiste à quantifier ce montant de trésorerie comme étant égal à la différence entre le TRI des fonds propres effectif et le TRI des fonds propres de surcompensation, en tenant compte du moment où sont effectués les flux de trésorerie et en excluant tous les éventuels montants de surcompensation des fonds propres précédemment versés à l'État.

(169) La deuxième étape consiste à multiplier ce montant par le ratio de partage afin de déterminer le paiement, lequel est envoyé au bénéficiaire tandis que le solde est payé à l'État. La Tchéquie a en outre confirmé que les ajustements relatifs à la surcompensation pourraient prendre la forme du paiement d'une somme forfaitaire ou d'un ajustement du prix d'exercice de l'AA.

3.7. **Mesure 2: prêt d'État (AFR)**

(170) La Tchéquie a l'intention d'accorder un prêt d'État, l'AFR, afin de financer les phases 2 (développement du projet) et 3 (construction). La Tchéquie fait valoir que les dépenses en capital attendues pour les étapes 2 et 3 dans le cadre du scénario de base s'élèvent à [...] milliards d'EUR (chiffres nominaux aux prix de 2020). Cela étant, la Tchéquie a également fourni des scénarios fondés sur des dépenses en capital plus élevées. Sur la base des précédents projets nucléaires dont le coût d'achèvement avait été le plus élevé (c'est-à-dire Vogtle et HPC), les dépenses en capital pour les phases 2 et 3 ont été estimées à [17-18] milliards d'EUR (en valeur réelle de 2023). Le montant exact du prêt sera déterminé en fonction du résultat de l'appel d'offres et de la signature du contrat EPC afin de financer le développement du projet.

(171) La Tchéquie soutient que l'octroi d'un prêt présente les avantages suivants par rapport à l'octroi d'une garantie publique sur un prêt aux conditions du marché. Premièrement, l'AFR élimine le risque qu'il n'y ait aucun marché commercial pour obtenir un financement pour le projet. Deuxièmement, l'AFR offre une solution plus rapide pour organiser la formule de financement globale par rapport à une facilité de prêt commerciale. Troisièmement, l'AFR entraînerait une baisse du coût de la dette compte tenu des prêts directs accordés par l'État ainsi que de la réduction des frais liés à l'obtention et à l'engagement de fonds sur l'ensemble de la période de construction. Les autorités tchèques ont en outre expliqué qu'en raison du montant élevé de la dette et de l'aversion au risque manifestée par le marché à l'égard des projets nucléaires, le coût plus élevé des éventuels prêts fondés sur le marché se traduirait par un prix d'exercice plus élevé dans l'AA. Les autorités tchèques ont par ailleurs indiqué que l'État disposait d'une plus grande souplesse pour décider du montant final du financement que les prêteurs agissant sur le marché et que cette souplesse était nécessaire étant donné que le contrat EPC n'avait pas encore été conclu.

(172) L'AFR devrait couvrir 100 % des coûts supportés au cours des phases 2 et 3 (voir considérant 67). L'AFR sera garantie par des actifs d'EDU II; il n'y aura pas de recours à ČEZ et celle-ci n'apportera aucune garantie pour l'AFR. Le bénéficiaire paiera un taux d'intérêt de 0 % pendant la phase de construction du projet ([88]). Par la suite, le taux d'intérêt annuel correspondra au coût de la dette d'État tel que déterminé par le ministère des finances en pourcentage pour l'année donnée et majoré d'un point de pourcentage, mais ne sera pas inférieur à 2 % par an ([89]). L'AFR sera finalisée une fois que la procédure d'appel d'offres pour le contrat EPC aura été finalisée.

(173) L'AFR pourra être utilisée à compter de la date de son entrée en vigueur et de celle de l'AA et du pacte d'investisseurs. Les prélèvements se feront sur une base périodique (par exemple, chaque année) conformément au budget actualisé d'EDU II.

(174) L'AFR sera amortie sur la base d'étapes et de phases spécifiques du projet et des changements anticipés sur 30 ans. L'amortissement de l'AFR commencera par l'octroi de l'autorisation au titre de la loi sur le droit atomique. Jusqu'à ce moment, une réserve pour le service de la dette servant uniquement à l'amortissement de l'AFR et au paiement des intérêts (ci-après la «réserve pour le service de la dette») sera créée au cours de la période précédant le début de l'amortissement, puis maintenue par EDU II pendant la période d'amortissement et utilisée uniquement pour l'amortissement et le paiement d'intérêts en cas de déficit de trésorerie. Si elle n'est pas utilisée au cours de la période d'amortissement, la réserve pour le service de la dette servira à effectuer les derniers versements et paiements d'intérêts.

(175) Dans le cas où EDU II informerait l'État que le projet exige la suspension de l'amortissement de l'AFR afin d'éviter une défaillance financière ([90]), qu'elle a épuisé la réserve pour le service de la dette et que ČEZ n'a pas manqué à ses obligations en matière d'apports en fonds propres ([91]) (ci-après l'«avis de suspension»), l'amortissement de l'AFR et le paiement des intérêts seront suspendus pendant la période nécessaire pour éviter une défaillance financière.

(176) Le remboursement anticipé volontaire de l'AFR et/ou son refinancement seront autorisés selon les conditions établies dans la décision d'AFR.

(177) En cas de changement du contrôle d'EDU II, cette dernière sera tenue de rembourser le montant du prêt majoré des intérêts dans le délai fixé dans la décision d'AFR, à moins que toutes les actions d'EDU II ne soient acquises par l'État tchèque.

(178) EDU II sera autorisée à distribuer des dividendes dès le début de l'AA, conformément aux paramètres convenus et sous réserve du paiement préalable de toute tranche de remboursement de l'AFR arrivée à échéance. EDU II sera également autorisée à verser des liquidités disponibles à ČEZ par d'autres canaux (par exemple, au moyen de paiements au titre de dettes d'actionnaires ou de prêts interentreprises accordés par EDU II à ČEZ).

(179) Tant que l'AFR n'a pas été intégralement remboursée par EDU II (y compris les intérêts dus), cette dernière ne pourra effectuer aucune distribution ou aucun paiement en faveur de ČEZ ou de tout membre du groupe ČEZ, à l'exception des paiements destinés à la rémunération des approvisionnements intragroupe ou des services nécessaires à EDU II et/ou à l'exploitation et à la maintenance de la centrale. Toutefois, dans la mesure précisée dans la décision d'AFR, si EDU II participe à une quelconque centralisation de trésorerie du groupe ČEZ, la phrase qui précède n'interdit ni ne limite aucun paiement par ou en faveur d'EDU II dans le cadre de cette centralisation de trésorerie.

(180) Enfin, si des dépassements de coûts devaient se produire, il ne peut être exclu que le remboursement de l'AFR nécessite, en partie, un refinancement au moyen de prêts privés fondés sur le marché. Dans ce scénario, le remboursement des coûts d'investissement ne serait plus directement lié à la période de l'AFR.

([88]) Ce taux d'intérêt s'appliquera après l'octroi de l'autorisation d'exploitation de la centrale. Voir article 9, point f), et article 4, paragraphe 2, de la loi sur le droit atomique (exploitation d'installations nucléaires).

([89]) Ce taux d'intérêt s'appliquera après l'octroi de l'autorisation d'exploitation de la centrale par le bénéficiaire. Voir article 9, point f), et article 4, paragraphe 2, de la loi sur le droit atomique (exploitation d'installations nucléaires).

([90]) Le terme «défaillance financière» est défini au point 6 de la liste de conditions du pacte d'investisseurs.

([91]) Selon la liste de conditions du pacte d'investisseurs, les obligations de ČEZ en matière d'apports en fonds propres désignent son obligation d'apporter le capital conditionnel pour le projet dont le montant total est plafonné à 1,95 milliard d'EUR.

3.8. **Mesure 3: mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques**

(181) La troisième mesure adoptée pour soutenir le projet est une protection de ČEZ contre une récupération des coûts dans l'hypothèse où la Tchéquie déciderait de modifier sa politique nationale en matière d'énergie nucléaire ou de ne pas accorder les mesures 1 ou 2, ou en cas d'apparition de motifs légitimes («mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques») ([92]).

(182) Le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques consiste en une option de vente ([93]) pour ČEZ ou en une option d'achat ([94]) pour l'État si certaines circonstances se produisent. Cette mesure est définie dans un contrat conclu entre, d'une part, les autorités tchèques et, d'autre part, ČEZ et EDU II, de même que l'obligation de ČEZ de fournir un financement sur fonds propres pour le projet.

(183) Jusqu'à la signature du pacte d'investisseurs, le premier contrat de mise en œuvre définit le cadre de la coopération sur le projet, y compris le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques pendant la première étape du projet. Plus précisément, le premier contrat de mise en œuvre fixe les procédures et les modalités de renégociation des clauses du contrat en cas de motifs légitimes et de vente d'actions à l'État pour des motifs légitimes pendant la phase 1 du projet. Le premier contrat de mise en œuvre détaille les modalités des conventions d'achat d'actions afin de garantir que l'opération soit neutre pour les deux parties (par exemple, en veillant à ce que la valeur du prix d'achat corresponde aux fonds investis dans EDU II, à ce qu'il n'y ait pas de transfert de recettes d'EDU II à ČEZ, etc.).

(184) Les autorités tchèques expliquent que le prix d'achat pour la vente de toutes les actions à l'État jusqu'à la fin de la phase 1 est fixé à 4 509 591 000 CZK, avec une éventuelle commission supplémentaire due aux motifs légitimes ne dépassant pas 200 000 000 CZK, soit la somme correspondant au montant global des apports en capital que ČEZ fournira. Dans un accord distinct, les parties ont fixé les conditions dans lesquelles ces montants incluront un retour sur investissement et les conditions dans lesquelles ils n'en incluront pas. En règle générale, si le projet est clôturé pour des motifs légitimes, un retour sur investissement sera également dû à ČEZ.

(185) Les autorités tchèques expliquent par ailleurs que le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques garantira la protection d'EDU II en ce qui concerne les événements échappant à son contrôle (par exemple, en cas de survenance d'un «motif légitime» ([95])), conformément à l'AA (voir considérant 104). Plus spécifiquement, en cas de motifs légitimes empêchant ou retardant l'exécution par EDU II de ses obligations légales, la société sera excusée pour ce défaut ou retard d'exécution de ses obligations. De même, si un motif légitime entraîne des retards dans l'exécution du projet, la date de mise en service cible sera reportée d'un jour à la fois. Enfin, EDU II aura droit à une compensation financière en cas de survenance d'un motif légitime.

(186) Les autorités tchèques expliquent que l'objectif de cette mesure est de réduire au minimum le montant d'aide nécessaire au moment de déterminer le prix d'exercice en créant un cadre acceptable de répartition des risques. Cette mesure a pour effet de limiter le risque pour l'investisseur et, dans le même temps, de réduire la fourchette de rendements de l'investissement. L'objectif est de protéger EDU II de certains risques (voir annexe de la décision d'ouverture). Dans le même temps, EDU II supportera le risque que les coûts du projet soient dépassés pour des

([92]) Voir considérant 104 ci-dessus pour une définition des motifs légitimes.

([93]) L'«option de vente» désigne le droit de ČEZ de vendre à l'État l'ensemble des actions d'EDU II en cas de survenance de certains événements.

([94]) L'«option d'achat» désigne le droit de l'État tchèque de racheter à ČEZ toutes les actions d'EDU II en cas de survenance de certains événements.

([95]) On entend par «motifs légitimes» les événements et circonstances qui seront précisés dans l'AA (et qui sont déjà fixés dans le premier contrat de mise en œuvre) et qui concernent des modifications des conditions de l'AFR, des retards d'adoption de la décision finale d'investissement du gouvernement tchèque, l'adoption, la modification ou l'annulation de toute loi ou réglementation applicable liée au projet, la violation des obligations spécifiées par l'État ou des entités publiques soutenant le projet, des problèmes d'infrastructures et de réseau, les exigences de l'État concernant les intérêts de sécurité nationale et leurs implications, etc.

raisons ne relevant pas des motifs légitimes. Les autorités tchèques ont fourni une vue d'ensemble des changements qui seraient acceptés en tant que motifs légitimes. Il s'agit notamment de modifications des données d'entrée utilisées pour le calcul du prix d'exercice en fonction des résultats de l'appel d'offres EPC (relatives aux coûts d'investissement, à la durée des périodes de construction, aux périodes de disponibilité ([96]), aux coûts d'exploitation, de maintenance, de combustible et du cycle de vie ([97]) et à la capacité ainsi qu'aux capacités techniques de la centrale) ou de la finalisation de l'AFR [taux d'intérêt, montant du prêt et conditions de paiement déterminés dans le cadre de l'AFR (voir considérant 172) et hypothèses émises au sujet des prêts commerciaux sur la base du montant et des conditions de l'AFR]. À cet égard, les autorités tchèques confirment que le modèle financier est fondé sur la flexibilité minimale légale requise pour la centrale et que toute augmentation de cette flexibilité amènerait à supposer un suivi de la charge plus efficace, ce qui ferait baisser le prix d'exercice.

(187) Les changements acceptés comprennent également les changements intervenant au cours de la durée de vie du projet qui, dans la mesure où ils sont imputables à des motifs légitimes, seront pris en considération dans les révisions régulières des clauses de l'AA, y compris les évolutions des coûts d'exploitation et d'investissement (à la hausse ou à la baisse) et les modifications législatives relatives, par exemple, aux paramètres de déclassement et aux taux d'imposition. Les autorités tchèques reconnaissent que l'utilisation (ou non) de la flexibilité technique de la centrale pour optimiser la production compte tenu de l'évolution des prix du marché (suivi de la charge) n'est pas un motif légitime justifiant des augmentations supplémentaires des coûts au-delà de l'actualisation générale des coûts d'exploitation effectuée lors du réexamen quinquennal régulier (voir section 3.6.7). Les limitations techniques du suivi de la charge ont donc été exclues de la liste des motifs légitimes. Le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques vise à garantir l'acceptabilité globale du projet pour l'investisseur et pour l'État.

3.9. **Base juridique et transparence**

(188) La base juridique nationale de cette mesure est la loi relative à des mesures pour la transition de la Tchéquie vers un secteur de l'énergie bas carbone et à la modification de la loi n° 165/2012 ([98]).

(189) Les autorités tchèques ont expliqué que l'aide serait également régie par la loi n° 218/2000 Sb., par la loi relative aux règles budgétaires et à la modification de certaines lois connexes (règles budgétaires), telle que modifiée, ainsi que par les différents contrats et accords conclus avec le bénéficiaire, tels que décrits ci-dessous.

(190) La convention-cadre relative à la coopération dans le cadre de la construction de nouvelles sources nucléaires en République tchèque signée le 28 juillet 2020 entre le ministère, ČEZ et EDU II a établi un cadre général pour l'établissement et le développement ultérieur d'une coopération entre les parties en ce qui concerne le projet de construction de nouvelles sources nucléaires sur le site de Dukovany. Cette convention-cadre ne contient aucune obligation juridiquement contraignante pour les parties. Le projet est subordonné, dans cette convention-cadre, à l'autorisation préalable des aides d'État.

(191) Le premier contrat de mise en œuvre conclu entre le ministère, ČEZ et EDU II contient des dispositions juridiquement contraignantes concernant les droits et obligations des parties pour la première phase du projet, c'est-à-dire jusqu'à la sélection du contractant EPC. Il a été signé le 28 juillet 2020 et modifié ultérieurement le 24 décembre 2022, le 20 décembre 2023 et le 30 janvier 2024.

(192) Le 26 janvier 2024, les autorités tchèques ont fourni des copies:

a) du projet de liste de conditions de l'AA, qui énonce les droits et obligations des parties dans le cadre du projet et remplacera, une fois signé, la convention-cadre et le premier contrat de mise en œuvre. Plus spécifiquement, l'accord précisera les conditions de l'obligation d'achat d'électricité de l'État tchèque (y compris en ce qui concerne le calcul du PE et ses ajustements et les conditions de l'obligation de partage des gains), de l'obligation de l'État d'établir l'entité ad hoc, de l'obligation d'EDU II de développer, construire et exploiter la centrale ainsi que les conditions applicables en cas de changement de propriété;

([96]) Une disponibilité cible de [75-100] % est fixée comme base pour la rémunération. Toutefois, des variations des calendriers de disponibilité en fonction de la technologie sélectionnée peuvent avoir une incidence sur le modèle financier.

([97]) Les coûts du cycle de vie couvrent le remplacement et les travaux de rénovation importants des composants de la centrale. L'offre EPC retenue détaillera le calendrier prévu pour les remplacements et travaux de rénovation importants. Ces coûts ne comprennent pas les coûts de prolongation de la durée de vie.

([98]) Cette loi a été modifiée en dernier lieu en 2023 et peut être consultée à l'adresse suivante: https://www.zakonyprolidi.cz/cs/2012-165.

b) du projet de liste des conditions du pacte d'investisseurs conclu entre l'État tchèque, ČEZ et EDU II, qui fixe les obligations relatives à l'apport de fonds propres par ČEZ pour le projet, aux transferts d'actions à des tiers et aux modalités des options d'achat et de vente; et

c) du projet de liste de conditions de l'aide financière remboursable à octroyer par décision du ministère de l'industrie et du commerce.

(193) Les autorités tchèques déclarent que les clauses des accords susmentionnés seront finalisées une fois que la procédure de passation de marché relative à la sélection du contractant EPC aura été clôturée et que les coûts d'investissement et d'exploitation du projet, ainsi que ses caractéristiques techniques, auront été confirmés. Pour la même raison, certaines données entrantes du modèle financier qui seront utilisées pour recalculer le prix d'exercice de l'AA seront actualisées afin de refléter les conditions du contrat EPC (voir annexe).

(194) Les autorités tchèques déclarent en outre que les autres conditions des documents contractuels énumérés au considérant 191 ci-dessus ainsi que les documents de financement finaux contiendront des clauses types que tout investisseur solliciterait et pourrait raisonnablement s'attendre à obtenir pour un projet similaire. Si les documents contractuels finaux en question améliorent des conditions contractuelles qui modifient la répartition des risques, les attentes en matière de taux de rendement ou la couverture des coûts afférents au projet et à ses infrastructures connexes au profit des bénéficiaires, ou contiennent d'autres éléments susceptibles de constituer une aide d'État, les autorités tchèques s'engagent à les notifier à la Commission européenne avant leur application.

(195) Les autorités tchèques ont expliqué que les informations relatives au projet seront publiées sur le site web du ministère https://www.mpo.cz/cz/energetika/.

3.10. **Structure de financement du projet**

(196) Les besoins totaux de financement du projet dans le scénario initial ont été estimés à […] milliards d'EUR (en chiffres réels, aux prix de 2020) ou à […] milliards d'EUR en chiffres nominaux, qui seront financés au moyen d'un apport de fonds propres initial de 0,18 milliard d'EUR par ČEZ lors de la phase 1 et par un prêt d'État de [9,8-10,8] milliards d'EUR, l'AFR, lors des phases 2 et 3.

(197) ČEZ fournira 1,77 milliard d'EUR supplémentaires de fonds propres conditionnels afin de financer d'éventuels dépassements de coûts non causés par des motifs légitimes. Les détails de l'approche adoptée pour le financement d'éventuels dépassements de coûts seront convenus par ČEZ et l'État. L'engagement maximal total en fonds propres de ČEZ pour le projet au cours de la phase de développement et de construction se chiffrera à 1,95 milliard d'EUR.

(198) Les autorités tchèques expliquent que le plafonnement des dépassements est le résultat des négociations commerciales entre les parties ainsi que d'une répartition efficace et optimale des risques pour le projet. Selon elles, le projet ne pourrait pas être réalisé avec un engagement financier à durée indéterminée.

(199) Comme indiqué à la section 3.6.6, les autorités tchèques prévoient que les coûts de construction du projet s'élèveront à [...] EUR/kW (coûts à un jour, n'incluant donc pas les intérêts accumulés pendant la période de construction, aux prix de 2020) et supposent que les coûts d'exploitation tourneront autour de [25-50] EUR/MWh (aux prix de 2020), un chiffre comprenant les coûts de combustible, d'exploitation et de maintenance et de renouvellement tout au long de la durée de vie de la centrale ainsi que les coûts de déclassement et de gestion des déchets. Dans un scénario alternatif ([99]), les autorités tchèques estiment que les coûts de construction du projet, non liés aux dépassements causés par des motifs légitimes, seraient supérieurs de 10 %.

(200) Comme indiqué au considérant 154, les autorités tchèques ont expliqué que, dans le scénario le plus pessimiste de dépassements de coûts similaires à ceux exposés dans les affaires Vogtle et Hinkley Point C, les coûts à un jour du projet pourraient atteindre [17-18] milliards d'EUR (chiffres réels, prix de 2023) ou […] milliards d'EUR en chiffres nominaux. Dans un tel cas, si les dépassements de coûts étaient entièrement déclenchés par des motifs légitimes, le montant de l'AFR atteindrait […] milliards d'EUR en chiffres nominaux.

([99]) Le «scénario réaliste» est le terme employé par ČEZ pour désigner un scénario alternatif supposant une augmentation de 10 % des coûts à un jour pour le projet, y compris les coûts considérés comme non légitimes.

(201) Les estimations de coûts sont indicatives à ce stade et ont été élaborées sur la base de précédents projets. Les coûts réels seront déterminés en fonction du résultat de l'appel d'offres EPC et de la technologie retenue.

3.11. **Cumul**

(202) La mesure ne peut être cumulée avec d'autres aides reçues afin de couvrir les mêmes coûts que ceux supportés dans le cadre du projet.

3.12. **Transparence**

(203) Les autorités tchèques ont indiqué que toutes les informations pertinentes concernant la mesure seraient publiées sur un site web national ([100]), ainsi que dans le registre de transparence de la Commission.

3.13. **Description des raisons ayant conduit à l'ouverture de la procédure**

(204) La Commission a adopté la décision d'ouverture le 30 juin 2022. Elle a estimé, à titre préliminaire, que les mesures constituaient une aide d'État et a émis des doutes quant à leur compatibilité avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE. Plus précisément, dans la décision d'ouverture, la Commission a émis des doutes quant au caractère approprié et à la proportionnalité de l'aide et aux distorsions potentielles de la concurrence et des échanges.

(205) En ce qui concerne les doutes émis dans la décision d'ouverture quant au caractère approprié de l'aide, la Commission a voulu savoir si la combinaison de l'accord d'achat de la production à prix fixe initialement proposé, de l'AFR et du mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques constituait un instrument approprié pour l'octroi d'une aide, en particulier par rapport à d'autres instruments qui avaient été jugés appropriés pour de précédents investissements nucléaires. La Commission a exprimé des doutes quant à la question de savoir s'il n'aurait pas été plus approprié que le bénéficiaire supporte un niveau de risque plus élevé. En particulier, elle a souligné dans la décision d'ouverture qu'isoler le bénéficiaire de risques de marché importants pourrait avoir affaibli certaines incitations à adopter un comportement concurrentiel, et elle a considéré que les trois mesures (à savoir la disposition relative aux changements législatifs, l'accord d'achat de la production et l'AFR) réduisaient considérablement, à eux trois, le risque de marché. À la lumière de ce qui précède, la Commission a estimé qu'il était difficile de savoir si l'équilibre proposé par la Tchéquie dans son utilisation des trois mesures était le bon et s'il était nécessaire d'adopter d'autres instruments ou de modifier les instruments proposés afin d'assurer un niveau d'exposition accru au risque de marché ([101]).

(206) En ce qui concerne la proportionnalité du projet, la Commission a émis, dans la décision d'ouverture, des doutes quant au fait que la durée de l'accord d'achat de la production (60 ans) soit limitée au minimum nécessaire pour garantir la réalisation du projet. Elle a notamment observé que cette durée dépassait considérablement la période de remboursement de l'aide financière (en l'espèce, 30 ans à compter de la date de début de l'exploitation commerciale) ainsi que la durée des aides acceptées dans de précédentes affaires ([102]). La Commission a également fait observer que, si des contrats à long terme sont souvent nécessaires pour permettre des investissements conséquents à long terme, la durée de ces contrats ne couvre pas toujours nécessairement l'intégralité de la durée de vie économique d'un projet.

(207) En outre, dans la décision d'ouverture, la Commission a également exprimé des doutes quant au fait que les hypothèses utilisées pour estimer le rendement requis reflètent correctement l'exposition au risque de l'investisseur. Elle a notamment émis des doutes au sujet de la prime pour construction et exploitation d'une centrale nucléaire qui a été ajoutée dans l'estimation réalisée au moyen du MEDAF, compte tenu de la réduction de l'exposition du bénéficiaire au risque grâce aux trois mesures d'aide ainsi que des possibilités d'ajustement du prix fixé dans l'AAE.

([100]) Disponible à l'adresse: https://mpo.cz/cz/energetika/novy-jaderny-zdroj/rozvoj-novych-jadernych-zdroju/.
([101]) Voir considérants 191 à 193 de la décision d'ouverture.
([102]) Ibidem, considérants 197 et 198. En particulier, pour la centrale Hinkley Point C, l'accord d'achat de la production avait été conclu pour une durée de 35 ans, tandis que dans le cas de PAKS II, la période de remboursement de l'AFR n'était que de 21 ans et la mesure n'était accompagnée d'aucune autre forme d'aide au fonctionnement.

Par la suite, la Commission s'est interrogée sur la question de savoir si le RCP requis reflétait correctement les risques supportés par le bénéficiaire et s'il correspondait à un rendement raisonnable pour un investisseur dans une telle activité, étant donné que l'accord d'achat de la production transfère à la fois les risques de prix et les risques de marché à l'entité ad hoc et, partant, à l'État ([103]).

(208) En outre, dans la décision d'ouverture, la Commission a émis des doutes quant à la question de savoir si le mécanisme de partage des gains sur fonds propres proposé par la Tchéquie empêcherait suffisamment la surcompensation, compte tenu notamment du fait qu'il inclut un facteur de partage de 50:50 entre l'État et EDU II ([104]).

(209) La Commission a par ailleurs observé, en ce qui concerne la sélection de ČEZ comme promoteur du projet, qu'une procédure de sélection ouverte pour le promoteur du projet aurait pu permettre de réduire le montant d'aide nécessaire à la réalisation du projet ([105]).

(210) En ce qui concerne les doutes relatifs à d'éventuels effets négatifs sur les échanges et la concurrence, la Commission s'est interrogée sur la sélection de ČEZ en tant que bénéficiaire du projet et sur le fait que ČEZ ait été choisie sans appel d'offres ni procédure de sélection, et, potentiellement, sans avoir réellement envisagé d'autres exploitants potentiels. La Commission a ensuite soulevé la question de savoir pourquoi ČEZ serait l'exploitant le plus efficace, pourquoi aucun appel d'offres ou autre mécanisme de sélection n'a été mis en œuvre et pour quels motifs techniques ou économiques ČEZ a été sélectionnée. Le choix de ČEZ soulève des doutes quant à une éventuelle distorsion de la structure du marché, compte tenu de la solide position de ČEZ sur le marché tchèque de l'électricité ([106]).

(211) La Commission a en outre indiqué qu'on ne pouvait pas entièrement exclure la possibilité d'une manipulation des prix ou d'une rétention de capacité par ČEZ. Par exemple, lors des périodes durant lesquelles les prix du marché sont supérieurs au prix fixé dans l'AAE, il n'était pas exclu que le groupe ČEZ puisse avoir un intérêt économique à réduire la production d'EDU II, afin que d'autres de ses unités puissent vendre davantage d'énergie aux prix de marché plus élevés. La Commission a estimé qu'une éventuelle manipulation du marché ne pouvait être exclue, notamment en raison de la solide position qu'occupe actuellement ČEZ sur le marché en ce qui concerne la capacité de production d'électricité ainsi que la production réelle en Tchéquie. À la lumière de ce qui précède, la Commission a émis des doutes quant à la possibilité que ČEZ or EDU II soient incitées à manipuler le marché ou aient la capacité de le faire ([107]).

(212) Enfin, la Commission a émis des doutes quant au rôle de l'entité ad hoc sur le marché. En particulier, elle a fait observer que, étant donné que l'entité ad hoc pouvait compenser ses pertes par des fonds provenant de l'État, il était difficile de savoir si elle serait suffisamment incitée à agir en tant qu'entité privée cherchant à maximiser ses bénéfices, à moins que ce rôle ne soit effectivement assumé par une entreprise distincte, suivant une stratégie de maximisation des bénéfices et sélectionnée au moyen d'un appel d'offres ouvert n'entraînant pas de réintégration des activités de négociation de l'entité ad hoc au sein de ČEZ. En outre, la Commission a estimé qu'il existait un risque que l'aide octroyée à l'entité ad hoc soit transmise aux grands consommateurs d'électricité. Ce risque pourrait encore être aggravé par le fait que l'entité ad hoc sera contrôlée par l'État. Étant donné que l'on ne sait pas encore très bien comment l'entité ad hoc vendra l'électricité, ni à qui, on ne peut exclure la possibilité que l'entité ad hoc conclue des contrats bilatéraux à des conditions avantageuses avec des consommateurs industriels ([108]). Enfin, la Commission a indiqué qu'une distorsion du marché pourrait éventuellement se produire étant donné qu'il n'est pas certain que la structure entité ad hoc-AAE puisse empêcher les signaux du marché d'atteindre l'exploitant de la centrale ([109]).

([103]) Ibidem, considérants 207 et 208.
([104]) Ibidem, considérant 205.
([105]) Ibidem, considérant 209.
([106]) Ibidem, considérant 215.
([107]) Ibidem, considérants 217 et 218.
([108]) Ibidem, considérants 221 et 223.
([109]) Ibidem, considérant 224.

4. LA POSITION DU GOUVERNEMENT TCHÈQUE

(213) La Tchéquie a envoyé sa réponse à la décision d'ouverture le 30 août 2022. Elle y a présenté plusieurs analyses en réponse aux doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture quant au caractère approprié, à la proportionnalité et à l'effet de la mesure sur les échanges et la concurrence.

(214) Il convient de noter que la réponse de la Tchéquie à la décision d'ouverture aborde les mesures d'aide d'État décrites dans la décision d'ouverture. Les mesures d'aide actuelles, qui incluent des modifications par rapport aux mesures initialement prévues et qui ont été introduites afin de dissiper les doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouverture, sont décrites en détail à la section 3 de la présente décision.

(215) Les arguments avancés par la Tchéquie sont décrits plus en détail ci-après.

4.1. Position de la Tchéquie concernant le caractère approprié de l'aide

(216) Dans sa réponse à la décision d'ouverture, la Tchéquie a fait valoir que, dans les conditions actuelles de marché incertaines et en évolution rapide, les trois mesures du projet étaient nécessaires pour remédier aux défaillances du marché liées au développement de l'énergie nucléaire (à savoir l'ampleur des besoins en capital, la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché eux-mêmes faussés par des interventions et la durée de l'exposition aux décisions politiques), comme l'a reconnu la Commission dans la décision d'ouverture ([110]). Selon la Tchéquie, des interventions de l'État distinctes mais interdépendantes sont nécessaires pour remédier aux défaillances du marché susmentionnées.

(217) Premièrement, en l'absence de financement aux conditions du marché par des sources privées, compte tenu de l'ampleur significative des investissements et des autres risques associés au développement de projets nucléaires, l'AFR réduirait le risque lié à l'ampleur considérable des besoins en capital.

(218) Deuxièmement, la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché expose le projet à un risque élevé sur le plan des recettes, dans un contexte de coûts fixes considérables qui nécessitent un levier opérationnel très important, dont les investisseurs privés ne sont pas friands. Ce risque serait couvert par la protection des prix à long terme offerte par les conditions de l'AA ([111]).

(219) Troisièmement, le problème de la durée de l'exposition aux décisions politiques, qui est présente à toutes les phases du projet (c'est-à-dire du développement jusqu'au déclassement), serait traité au moyen du mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques, qui comprend la protection des «motifs légitimes» établie dans l'AA.

(220) À l'appui de ce qui précède, les autorités tchèques ont fourni une liste de projets nucléaires qui ont été abandonnés en raison d'une ou de plusieurs des défaillances du marché susmentionnées liées au développement de projets de production d'énergie nucléaire ([112]).

(221) Les autorités tchèques ont également expliqué qu'en plus de ces principales défaillances du marché, les conditions actuelles du marché avaient considérablement accru les risques pour les nouveaux promoteurs de projets nucléaires. Ces conditions sont notamment i) la mutation technologique actuelle en faveur, par exemple, des énergies renouvelables et de l'hydrogène, qui pourrait avoir pour conséquence que les technologies nucléaires seraient

([110]) Ibidem, considérants 182 à 184.

([111]) Dans la décision d'ouverture, le terme accord d'achat d'électricité («AAE») a été utilisé pour désigner l'accord d'achat de la production. Au cours de la procédure formelle d'examen, la Tchéquie a modifié ce terme dans ses contrats et a opté pour «AA». Par souci de cohérence, le terme actualisé, qui reflète correctement la mesure actuelle, est utilisé dans la présente décision.

([112]) Premièrement, les autorités tchèques ont mentionné plusieurs exemples de projets qui ont été abandonnés en raison de la défaillance du marché liée à l'ampleur considérable des besoins en capital. Plus précisément, elles ont cité les projets Horizon au Royaume-Uni, Belene en Bulgarie et Virgil C. Summer aux États-Unis. Deuxièmement, les autorités tchèques ont fait valoir que le projet Temelín II (unités 3 et 4) en Tchéquie avait été abandonné en partie en raison de l'absence de mécanisme de soutien de l'État atténuant les risques liés à la volatilité des prix du marché. Troisièmement, la Tchéquie a expliqué que les nouveaux projets nucléaires étaient exposés à des changements politiques tout au long de leur durée de vie et que ces changements pouvaient avoir une incidence négative sur la viabilité de ces projets et sur la capacité à les financer. Les autorités tchèques ont mentionné les projets Olkiluoto 4 et Hanhikivi 1 en Finlande, qui ont été abandonnés en raison de décisions politiques.

évincées par des sources ayant un coût marginal de production minime; ii) le paysage macroéconomique, qui subit des pressions inflationnistes ainsi que des variations des taux d'intérêt et des taux de change, entre autres; iii) la volatilité des prix du marché des matières premières, qui entraîne une volatilité des prix de l'électricité, et les événements de type «cygne noir», tels que l'agression de la Russie contre l'Ukraine, qui a entraîné des perturbations du marché et de la chaîne d'approvisionnement.

(222) En outre, les autorités tchèques ont présenté des scénarios contrefactuels selon lesquels si l'une des trois mesures d'aide du projet devait être supprimée, les principaux risques décrits ci-dessus demeureraient non atténués, ce qui compromettrait la viabilité du projet et entraînerait un risque inacceptable pour le promoteur du projet et, en fin de compte, l'échec de la mise en œuvre du projet.

(223) Dans le premier scénario contrefactuel, les autorités tchèques ont expliqué que l'AFR fournissait le capital requis pour la construction de la nouvelle unité nucléaire et atténuait le risque de défaillance du marché découlant de l'ampleur très importante des besoins en capital et du niveau élevé du risque de construction. En l'absence de l'AFR, les autorités tchèques affirment que le promoteur du projet ne serait pas en mesure de se procurer des fonds propres sur les marchés de la dette des entreprises pour la phase de construction, en raison des risques susmentionnés, ce qui entraînerait l'échec du projet. En outre, la Tchéquie affirme que même dans l'hypothèse où des fonds propres pourraient être levés sur les marchés de la dette des entreprises, l'accès à ces fonds privés nécessiterait très probablement un coût de la dette largement plus élevé par rapport à la mesure proposée par l'État, ce qui se traduirait en fin de compte par des montants plus élevés d'aides d'État. En particulier, pour atteindre le même niveau de rendement des capitaux propres, il serait nécessaire de fixer un prix d'exercice plus élevé dans l'AA.

(224) Dans le deuxième scénario contrefactuel, les autorités tchèques ont indiqué que l'AA jouait un rôle essentiel pour atténuer l'ampleur très importante des besoins en capital et la durée de l'exposition à la volatilité des prix du marché. Selon la Tchéquie, si l'AA venait à être supprimé, les investisseurs n'auraient aucun intérêt à s'appuyer sur des rendements fondés sur le marché pendant toute la durée de vie du projet et une exposition totale au risque que les coûts de combustible/dépenses d'exploitation dépassent les prix de l'électricité, à la volatilité des flux de trésorerie et à des coûts de couverture supplémentaires pendant l'exploitation de la centrale décourageraient encore davantage les investisseurs.

(225) Enfin, dans le troisième scénario contrefactuel, les autorités tchèques ont expliqué que les changements juridiques, politiques et réglementaires échappaient au contrôle des promoteurs de projets nucléaires et que de tels changements représentaient un risque important pour les nouveaux projets nucléaires, compte tenu de leur durée et des opinions divergentes concernant le rôle de la technologie nucléaire. Selon les autorités tchèques, en l'absence du mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques, le promoteur de projet se retirerait probablement du projet, ce qui entraînerait un report des délais de mise en service et/ou l'échec de la mise en œuvre du projet.

(226) Au cours de la procédure formelle d'examen, la Tchéquie a décidé de modifier la mesure en vue d'injecter davantage de risque de marché dans le projet en remplaçant la rémunération à prix fixe de l'AA ([113]) par une formule de rémunération actualisée reflétant les conditions du marché et réagissant aux signaux du marché. Pour la description détaillée de la formule de rémunération, voir considérants 83 à 106 ci-dessus.

4.2. **Position de la Tchéquie concernant la proportionnalité de l'aide**

4.2.1. *Durée de l'aide*

(227) En réponse aux doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture concernant la durée de l'AA, les autorités tchèques ont tout d'abord fait valoir que l'AA devait être proportionné au contexte actuel de risque d'investissement. Plus précisément, elles ont expliqué que le paysage de l'investissement dans le développement de l'énergie nucléaire avait considérablement changé en raison de l'augmentation des risques résultant des pénuries des chaînes d'approvisionnement mondiales, des pressions inflationnistes, de la volatilité des marchés de change et de la détérioration de l'environnement géopolitique en Europe (illustrée, par exemple, par l'agression de l'Ukraine par la

([113]) Voir considérants 60 à 65 de la décision d'ouverture.

Russie). Les marchés de l'énergie sont exposés à ces risques géopolitiques, qui ont récemment entraîné une forte volatilité des prix de l'énergie. Les investisseurs dans le secteur nucléaire sont particulièrement affectés par ces évolutions, compte tenu de la durée des projets et de l'ampleur des fonds propres dont ont besoin ces projets lorsqu'ils se trouvent en début de vie. Eu égard à ce qui précède, la Tchéquie fait valoir que la durée proposée pour l'AA (60 ans) correspond à l'environnement de risque actuel et que toute réduction de cette durée se traduirait par une exposition accrue aux risques pour l'investisseur et, dès lors, par un RCP plus élevé. Selon les autorités tchèques, cela aurait pour conséquence un prix d'exercice de l'AA plus élevé, ce qui compromettrait l'objectif du projet de fournir de l'électricité à un prix abordable.

(228) Deuxièmement, les autorités tchèques ont expliqué que plus la durée de l'accord d'achat de la production était longue, plus le prix d'exercice de l'AA était bas et moins l'électricité risquait de devenir plus chère. Selon la Tchéquie, un AA d'une durée inférieure à 60 ans exposerait le projet à des risques accrus. Par exemple, le promoteur du projet pourrait avoir besoin d'augmenter considérablement le prix d'exercice de l'AA pour constituer davantage de réserves de fonds de roulement ainsi que pour contribuer davantage à la réserve de déclassement ([114]) sur une période plus courte afin de gérer les risques liés aux conditions de marché défavorables (telles que la volatilité des prix de marché) à la suite de l'expiration de l'accord d'achat de la production. Parallèlement, les autorités tchèques ont souligné l'importance de prix de l'électricité stables et abordables pour les consommateurs, qui pourraient être garantis par un AA de longue durée. Enfin, la Tchéquie a fait valoir qu'un AA d'une durée allant au-delà de la période de remboursement de l'AFR de 30 ans serait nécessaire pour veiller à ce que le projet ne soit pas compromis par des risques accrus et à ce que le prix d'exercice de l'AA demeure raisonnable et stable à long terme.

(229) Troisièmement, les autorités tchèques ont fait valoir que répartir le soutien opérationnel sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale empêchait que le bénéficiaire réalise des bénéfices exceptionnels. Plus précisément, la Tchéquie a expliqué que le mécanisme de surcompensation, combiné au mécanisme d'ajustement du prix d'exercice de l'AA à intervalles réguliers afin de garantir une rémunération proportionnée, garantissait que le risque de bénéfices exceptionnels soit réduit au minimum. Les autorités tchèques ont également indiqué que la durée de 60 ans de l'AA limiterait également les bénéfices exceptionnels qui pourraient se produire après l'expiration de l'accord d'achat de la production en cas de durée plus courte.

(230) Quatrièmement, la Tchéquie a expliqué que répartir l'aide sur l'ensemble de la durée de vie de la centrale réduisait au minimum l'incidence spécifique sur les prix et diminuait également le risque de transferts économiques intergénérationnels inéquitables. En particulier, les autorités tchèques ont indiqué que l'AA constituait un outil important pour protéger les consommateurs contre la volatilité du marché. En outre, faire correspondre la durée de l'AA du projet à la durée de vie de la centrale assurerait aux consommateurs d'énergie une plus grande stabilité de l'approvisionnement et des prix, contrairement à un accord d'achat de la production d'une durée plus courte qui exposerait le promoteur du projet et les consommateurs d'énergie à une incertitude sur les prix et l'approvisionnement. Si l'AA avait une durée inférieure à 60 ans, il existerait un risque accru de transferts économiques intergénérationnels inéquitables, qui pourraient résulter de l'incertitude quant aux prix ou à l'approvisionnement. En outre, la Tchéquie a indiqué qu'il était courant, dans de nombreux projets liés aux SER, de répartir le soutien opérationnel tout au long de la durée de vie de la centrale. Une telle approche réduit le risque inhérent aux investissements, car elle offre un niveau de rendement garanti aux investisseurs.

(231) Cinquièmement, les autorités tchèques ont également fait valoir qu'un AA de longue durée renforcerait la confiance dans le fait que la centrale poursuivra ses activités tout au long de sa durée de vie et favoriserait la sécurité énergétique de la Tchéquie. Plus précisément, les autorités tchèques ont expliqué qu'un AA de longue durée adresserait un signal au marché affirmant l'engagement de l'État en faveur de la sécurité énergétique bas carbone à long terme. Cette confiance pourrait se traduire par une baisse des coûts du projet.

([114]) Voir article 51, paragraphe 2, de la loi atomique, disponible à l'adresse suivante: https://sujb.gov.cz/fileadmin/sujb/docs/legislativa/zakony/Act_263_2016_web.pdf.

(232) Sixièmement, enfin, la Tchéquie affirme que les mesures (y compris la durée proposée de l'AA) permettent au promoteur du projet et au contractant de répartir leurs risques de la manière la plus viable qu'ils puissent supporter. Dans le cadre de l'ensemble de mesures d'aide proposé, les autorités tchèques ont indiqué que d'importants risques étaient supportés par le promoteur du projet (tels que les retards, les dépassements de coûts, les problèmes liés à la chaîne d'approvisionnement, les performances et pannes de la centrale ainsi que les changements non couverts par les motifs légitimes). Par conséquent, selon la Tchéquie, les mesures proposées constituent une aide proportionnée qui est fixée au montant minimal n'allant pas au-delà de ce qui est nécessaire.

(233) Au cours de la procédure formelle d'examen, la Tchéquie a décidé de réduire la durée de l'AA de 60 ans à 40 ans (voir considérants 83 à 85 ci-dessus).

4.2.2. *Risque de surcompensation*

(234) En réponse aux doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture concernant le risque de surcompensation, les autorités tchèques ont affirmé que le mécanisme de surcompensation proposé était suffisant pour prévenir une surcompensation. Ce mécanisme se compose de trois principaux outils offrant une protection solide: i) le mécanisme de partage des gains, qui, selon la Tchéquie, va au-delà des dispositions équivalentes des projets nucléaires approuvés précédemment et est plus strict que celles-ci; ii) le processus d'appel d'offres EPC, qui contribuera à calibrer le prix de l'AA ([115]), et iii) l'isolation par rapport aux marchés de l'énergie, grâce à la structure de l'AA, qui empêche EDU II d'obtenir une surcompensation à la suite d'évolutions substantielles du prix de l'énergie à long terme.

(235) En ce qui concerne la première mesure, les autorités tchèques ont indiqué que le mécanisme proposé évaluait la performance du projet tout au long de sa durée de vie et garantissait que son champ d'application couvre toute surperformance. En particulier, tous les rendements obtenus au-delà du rendement initial négocié pour EDU II sont soumis à un facteur de partage de 50 % Les autorités tchèques ont en outre souligné que le mécanisme de partage des gains proposé encourageait EDU II à accroître les rendements et offrait à l'État la possibilité de recevoir des recettes du partage des gains en cas de surperformance du projet.

(236) Les autorités tchèques ont par ailleurs affirmé que le mécanisme de partage des gains proposé avait été élaboré sur la base du mécanisme de Hinkley Point C, qui avait été approuvé par la Commission. Elles soutiennent toutefois que le mécanisme de partage des gains du projet assure un meilleur partage entre l'État et l'exploitant à un plus faible rendement des capitaux propres que ce qui était le cas pour Hinkley Point C. Plus spécifiquement, le mécanisme de partage des gains du projet a un seuil de partage considérablement plus bas que Hinkley Point C ([116]). En outre, le mécanisme de partage des gains de Hinkley Point C n'est activé que lorsque le TRI du projet (CMPC) dépasse 11,4 % (CMPC du scénario de base de 9,02 %), tandis que le mécanisme de partage des gains du projet serait activé à un rendement économique du projet beaucoup plus faible (CMPC du scénario de base de 3,7 %). En outre, le mécanisme de partage des gains du projet présente un facteur de partage initial plus élevé que Hinkley Point C (50 %, contre 30 %).

Graphique 2

Comparaison des mécanismes de partage des gains d'EDU II et de Hinkley Point C […]

Source: Autorités tchèques

(237) En ce qui concerne la deuxième mesure, les autorités tchèques font valoir que l'appel d'offres EPC intègre au processus de formulation des hypothèses un mécanisme concurrentiel fondé sur le marché. Ce mécanisme garantit que tout avantage potentiel pris en considération dans les hypothèses à long terme soit réduit au minimum à la

([115]) Selon la Tchéquie, ce calibrage sera effectué sur la base d'hypothèses révisées tout au long de la procédure d'appel d'offres EPC sur le marché, qui intègre les dernières réflexions du marché dans toutes les hypothèses à long terme utilisées.

([116]) La Tchéquie fait valoir que si, dans le cas de Hinkley Point C, les rendements devaient augmenter de 26,7 % par rapport au TRI initial (9,02 %) avant qu'un partage n'ait lieu, le mécanisme de partage des gains du projet, lui, s'applique à toute surcompensation au-delà du TRI initial.

suite du résultat de la procédure d'appel d'offres. Dans le même ordre d'idées, selon la Tchéquie, la procédure d'appel d'offres EPC garantirait que toute surcompensation résultant d'éventuels aléas indus dans les hypothèses sous-jacentes soit limitée. La Tchéquie fait également valoir que la procédure d'appel d'offres menée dans le cadre du projet est différente de la procédure de sélection du projet Hinkley Point C, dans laquelle le promoteur du projet disposait de davantage d'outils pour encourager une surcompensation ([117]).

(238) En ce qui concerne la troisième mesure, les autorités tchèques ont expliqué que la structure proposée pour l'AA rompait le lien entre le promoteur du projet et l'exposition aux prix du marché et éliminait ainsi la possibilité que le promoteur reçoive une surcompensation à la suite de changements (structurels ou liés aux prix) sur le marché. Un tel risque pourrait théoriquement se produire après la fin de la durée de l'AA, et, selon la Tchéquie, il s'agit d'un argument supplémentaire en faveur d'une durée plus longue (60 ans) de l'AA qui correspondrait à la durée de vie de la centrale. Sur la base de la structure d'AA proposée, EDU II ne pourrait bénéficier d'une surcompensation qu'en cas de surperformance sur le plan de la production de capacité.

(239) Les autorités tchèques ont par ailleurs expliqué que la capacité du promoteur de projet à bénéficier d'un avantage limité au-delà du RCP cible avait des effets incitatifs souhaitables et encouragerait EDU II à se comporter comme un acteur économique sur le marché. La Tchéquie a conçu et négocié l'aide au projet dans le but de transférer à EDU II le maximum de risques qu'elle puisse supporter, d'une part, et de maintenir des incitations encourageant EDU II et ČEZ à adopter le bon comportement économique, d'autre part. Les incitations incluses dans la structure proposée permettent à EDU II de gérer efficacement les risques, d'innover, de réaliser des gains d'efficacité et de mettre en œuvre le projet dans les conditions prévues. Enfin, la Tchéquie fait valoir que d'autres mécanismes de surcompensation visant à limiter les avantages potentiels accroîtraient la position en risque nette d'EDU II et risquent donc de ne pas être alignés sur la position minimale actuelle en matière d'aide. Plus précisément, les autorités tchèques ont indiqué que le mécanisme de partage des gains proposé apportait une protection contre les surcompensations en réduisant les possibilités de bénéficier d'avantages, ce qui est reflété dans le RCP actuel ainsi que dans le prix d'exercice de l'AA convenu entre la Tchéquie et le promoteur du projet. Toute mesure supplémentaire visant à réduire encore ces possibilités d'avantages pourrait entraîner une exposition accrue au risque pour le promoteur du projet et éventuellement, dès lors, une augmentation du RCP et du prix d'exercice de l'AA.

(240) Au cours de la procédure formelle d'examen, la Tchéquie a révisé la formule de rémunération de ČEZ figurant dans l'AA (voir considérants 83 à 106 ci-dessus) afin de refléter les risques de marché et a actualisé le mécanisme de partage des gains (voir considérants 161 à 169 ci-dessus) afin d'éviter une surcompensation.

4.2.3. *RCP calculé au niveau minimal requis*

(241) Les autorités tchèques ont expliqué que la fourchette proposée pour le RCP avait été évaluée en tenant compte des risques auxquels était exposée EDU II par rapport à d'autres grands projets d'infrastructures énergétiques. Plus précisément, les risques liés aux projets ont été évalués en étant répartis en six catégories: développement, construction, exploitation, recettes, financement et règlementation. Les comparateurs ont été divisés en trois sections: i) projets de production nucléaire (EDU II, HPC et Paks II); ii) grands projets d'infrastructures commerciales (projets de centrales électriques classiques et d'éoliennes en mer); et iii) contrôles des prix réglementaires en République tchèque. L'évaluation qualitative des risques réalisée par la Tchéquie conclut que les projets de production nucléaire sont considérés comme présentant un risque «élevé», tandis que les autres catégories sont considérées comme présentant un risque «moyen» ou «faible». Le tableau ci-dessous résume l'analyse comparative des risques effectuée pour tous les facteurs de risque et tous les comparateurs pris en considération sur la base de six catégories de risques.

([117]) Plus précisément, les autorités tchèques ont fait valoir que, dans l'affaire Hinkley Point C, le promoteur du projet était également le fournisseur de technologies qui fournissait une grande partie de l'équipement et de l'ingénierie, qui faisaient l'objet de plus de 180 contrats directs. Étant donné que le promoteur du projet est également une figure importante de la chaîne d'approvisionnement technologique, la Tchéquie fait valoir qu'il possède un plus grand contrôle et une plus grande capacité à favoriser une surcompensation des hypothèses sous-jacentes et des coûts de transfert.

Tableau 4

Synthèse de l'évaluation des risques pour tous les facteurs de risque et comparateurs

Project	Development	Construction	Operational	Revenue	Financing	Regulatory	Overall
EDU II	High	High	High	Medium (40-year PPA) Low (i60-year PPA)	Medium	Medium	High
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

Source: Autorités tchèques

(242) Selon la Tchéquie, les rendements types de ces comparateurs semblent correspondre aux risques sous-jacents. Pour les projets de production nucléaire, les rendements se chiffrent entre 9 et 12,5 % [pour Hinkley Point C, 11-11,5 % (avec effet de levier) et 9,02 % (sans effet de levier), et pour Paks II, 10,9-12,5 %]. Pour les projets de centrales électriques classiques, les rendements liés à l'effet de levier se situent entre 10 et 11 %, tandis que pour les éoliennes en mer, ils se chiffrent entre 7 et 9 %. Enfin, pour la distribution réglementée d'électricité et de gaz en Tchéquie, les rendements varient entre 7,76 et 7,94 %.

(243) En outre, les autorités tchèques ont expliqué qu'une analyse détaillée fondée sur des variables de marché avait été utilisée pour calculer la fourchette de RCP requis pour EDU II. Cette analyse a révélé une fourchette de RCP comprise entre [...] et [...] %, ce qui correspond à l'évaluation comparative qualitative des risques et aux rendements des projets de référence. Plus précisément, des variables de marché des marchés financiers tchèques et européens ont été utilisées pour estimer les paramètres du MEDAF, y compris le taux sans risque, la prime de risque sur fonds propres et les valeurs bêta. En outre, lors des comparaisons avec les réseaux d'énergies conventionnelles ou les réseaux réglementés, il y a lieu d'inclure une prime nucléaire, compte tenu du risque accru inhérent aux projets nucléaires. En effet, les projets nucléaires comportent un risque important associé à la construction et à l'exploitation, comme le prouvent, selon la Tchéquie, les précédents projets et les difficultés pratiques rencontrées pour mettre en œuvre les projets nucléaires dans les délais et les limites budgétaires définis. La Tchéquie fait valoir que, compte tenu des protections offertes par le projet, une prime de 3 à 3,5 % est appropriée et a été incluse dans le calcul ascendant du MEDAF.

(244) Les autorités tchèques ont également indiqué que les mécanismes de soutien proposés étaient conçus de manière à transférer le maximum de risques à EDU II tout en étant suffisants pour remédier aux principales défaillances du marché.

(245) Au cours de la procédure formelle d'examen, la Tchéquie a proposé un RCP actualisé, tel que décrit à la section 3 (voir considérants 84 à 99 ci-dessus).

4.3. **Position de la Tchéquie concernant le choix de ČEZ**

(246) Dans leur réponse à la décision d'ouverture, les autorités tchèques ont expliqué que d'autres possibilités avaient été envisagées pour le rôle du promoteur du projet et que ČEZ avait été choisie comme option privilégiée (considérants 147 et 148). Avant que ČEZ ne soit choisie comme promoteur du projet, des analyses détaillées de trois options envisagées [à savoir i) un consortium d'investisseurs privés; ii) l'État tchèque comme propriétaire et exploitant de la majorité du projet; et iii) une option dans laquelle ČEZ était le promoteur du projet] ont été réalisées (voir considérant 51 ci-dessus). La Tchéquie a opté pour la troisième option.

(247) Les autorités tchèques ont également expliqué que ČEZ était le choix le plus approprié pour être promoteur du projet compte tenu de sa capacité et de son intérêt à mettre en œuvre le projet, ainsi que des considérations liées à la sécurité de l'approvisionnement énergétique, des intérêts de sécurité nationale et de la neutralité technologique. Plus précisément:

— ČEZ, en tant que promoteur du projet, est particulièrement bien placée pour mettre en œuvre ce projet grâce à sa vaste expérience sur le marché en tant que développeur et exploitant crédible de centrales nucléaires en Europe et en tant que producteur existant en Tchéquie. En outre, le groupe ČEZ est l'une des 10 plus grandes entreprises énergétiques d'Europe, tant sur le plan de la capacité installée que sur le plan du nombre de clients. De surcroît, ČEZ apportera jusqu'à 1,95 milliard d'EUR d'investissements en fonds propres dans EDU II, et elle aura donc tout intérêt à veiller au succès d'EDU II.

— Compte tenu des objectifs de neutralité carbone de la Tchéquie d'ici à 2050, les considérations relatives à la sécurité de l'approvisionnement ont joué un rôle important dans le choix du modèle d'investissement pour le projet. ČEZ est fermement déterminée à mettre en œuvre le projet dans un délai permettant de protéger la sécurité d'approvisionnement de la Tchéquie et a, jusqu'à présent, pris toutes les mesures nécessaires en ce sens (par exemple en faisant l'acquisition du site et en obtenant les autorisations et permis d'aménagement nécessaires).

— En tant qu'entreprise cotée en bourse et détenue majoritairement par l'État tchèque ayant une empreinte importante sur le marché tchèque de l'énergie, ČEZ veille à la protection des intérêts de la Tchéquie en matière de sécurité nationale, en particulier dans un environnement où l'économie tchèque est largement exposée aux menaces extérieures pesant sur l'approvisionnement en ressources énergétiques.

— Enfin, si ČEZ a été choisie en tant que promoteur du projet, la sélection du fournisseur de technologie nucléaire fera l'objet d'un appel d'offres concurrentiel. Le fournisseur EPC sera responsable de la construction et de la mise en service du projet et aura donc une responsabilité importante pour assurer la mise en œuvre réussie du projet.

(248) Les autorités tchèques ont par ailleurs expliqué que le choix de ČEZ permettait de réaliser des gains d'efficacité importants et d'éviter des coûts supplémentaires et ne nécessitait pas d'aménager un terrain séparé. Ce choix crée donc un avantage important en ce qui concerne les délais de mise en œuvre du projet, que d'autres structures ne pourraient pas reproduire.

(249) Les autorités tchèques ont expliqué plus en détail tous les travaux préparatoires entrepris jusqu'à présent par ČEZ. Le groupe ČEZ est propriétaire du site proposé pour la centrale (EDU II). Le processus d'acquisition des terrains nécessaires au site de construction a débuté en avril 2008 et s'est achevé en 2021 (considérant 77). ČEZ a également réalisé des études de faisabilité dans le but de réduire les délais et les coûts du développement du projet pour la Tchéquie.

(250) En outre, au début de l'année 2021, ČEZ avait obtenu toutes les autorisations et tous les permis essentiels nécessaires pour faire avancer le projet conformément au plan établi [tels que l'autorisation d'implantation de l'installation nucléaire et l'EIE (considérants 78 et 79)]. L'obtention de l'autorisation d'implantation de l'installation nucléaire prend généralement entre six et sept ans et l'obtention de l'EIE nécessite entre trois et cinq ans.

(251) Les autorités tchèques ont par ailleurs expliqué que ČEZ, en tant que propriétaire et exploitant d'une centrale nucléaire, disposait une connaissance et une compréhension approfondies des exigences réglementaires à satisfaire pour construire une nouvelle centrale nucléaire, y compris des autorisations nécessaires, ainsi que de la législation tchèque (considérant 149). En outre, ČEZ et EDU II sont membres de plusieurs organisations internationales, dont l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO) ([118]), l'association européenne Harmonised Requirements for New Nuclear Power Plants («EUR») ([119]), l'Institut de recherches sur la production d'électricité («EPRI») ([120]), l'Association nucléaire mondiale («ANM») ([121]) et l'association Nuclear Generation II & III Alliance («NUGENIA») ([122]), et, à ce titre, elles ont accès à des normes et à des processus reconnus et encouragés par les régulateurs du monde entier afin d'encourager une amélioration continue.

(252) Les autorités tchèques ont en outre souligné le rôle clé du projet dans la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Tchéquie à l'avenir, en particulier compte tenu du déclassement des centrales au charbon. Plus précisément, elles ont expliqué que des délais de développement plus courts pour le projet contribueront à combler le déficit de capacité prévu ([123]). Le développement d'un projet différent sur un site différent dans des délais nettement plus longs ne permettrait pas de répondre aux besoins immédiats du système en matière de sécurité d'approvisionnement.

(253) La Tchéquie a en outre expliqué, pour les besoins du raisonnement, que si un autre promoteur de projet devait acquérir un site potentiellement approprié pour une centrale nucléaire sur le territoire tchèque, cela entraînerait des retards importants dans la réalisation du projet par rapport à ce que ferait ČEZ. Plus précisément, dans ce scénario alternatif, les autorités tchèques estiment que le retard (par rapport au projet) pourrait aller jusqu'à 14 ans, sans avoir l'assurance que les étapes de caractérisation du site ou de planification qu'EDU II a entreprises avec succès ne rencontreraient pas d'obstacles, ce qui accroîtrait les risques et les coûts pour le développement du projet. En toute hypothèse, les autorités tchèques affirment qu'il n'existe aucune preuve en Europe de l'existence d'un exploitant possédant une expérience du nucléaire et neutre sur le plan technologique qui développerait une centrale nucléaire en dehors de son propre pays.

(254) Si un promoteur de projet autre que ČEZ devait développer le projet, la Tchéquie estime que des coûts supplémentaires approximatifs d'au moins [200-700] millions d'EUR seraient exposés et devraient être financés. Ces coûts comprennent essentiellement la valeur du site prévu pour la centrale nucléaire, les études de faisabilité, les démarches d'obtention d'autorisations et les activités de développement déjà réalisées par ČEZ ainsi que les synergies avec la centrale existante de Dukovany.

(255) Enfin, les autorités tchèques ont indiqué que le choix de ČEZ comme promoteur du projet cadrait avec les précédentes affaires examinées par la Commission dans le domaine nucléaire, dans lesquelles aucune procédure de mise en concurrence ouverte n'avait été menée pour sélectionner les promoteurs des projets, compte tenu de la spécificité de ceux-ci ([124]).

(256) Dans une autre communication datée du 16 mars 2023, la Tchéquie a souligné le bilan de ČEZ en matière de livraison et d'exploitation de centrales nucléaires. Par le passé, ČEZ a développé et construit deux unités d'une capacité installée de 1 125 MW à Temelín (Tchéquie) qui ont été mises en service en 2000 et 2002, ainsi que la première centrale nucléaire de Dukovany, d'une capacité installée actuelle de 2 040 MW. Ces unités ont été mises en service entre 1985 et 1987 et la Tchéquie souligne que WANO considère qu'elles font partie des 20 % de centrales électriques les mieux exploitées.

([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]) Les simulations réalisées par le gestionnaire de réseau de transport tchèque concernant les prévisions d'adéquation à moyen terme dans trois scénarios [à savoir i) un scénario progressif, prévoyant le déclassement des centrales au charbon d'ici à 2033; ii) un scénario prudent, prévoyant le déclassement des centrales au charbon en 2038; et iii) le scénario de référence, prévoyant le déclassement des centrales au charbon en 2040] prouvent l'importance de la mise en service rapide d'une nouvelle source nucléaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité et l'autosuffisance de la Tchéquie.
([124]) À titre d'exemple, les autorités tchèques ont indiqué que la désignation d'EDF pour Hinkley Point C avait fait suite à un appel à manifestation d'intérêt auquel EDF avait été la seule à répondre, tandis que pour Paks II, MVM Paks II avait été désignée sans procédure de mise en concurrence ouverte étant donné qu'il n'existait alors aucune autre solution crédible sur le marché.

(257) Par ailleurs, outre les considérations relatives à la sécurité d'approvisionnement et à la sécurité nationale, la Tchéquie attire l'attention sur les aspects liés à la sécurité financière, étant donné que ČEZ bénéficie d'une très bonne notation de crédit auprès du gouvernement ([125]).

(258) Enfin, la Tchéquie a précisé qu'un appel d'offres pour la sélection d'un promoteur de projet potentiellement autre que ČEZ aurait des inconvénients importants. Elle fait valoir en substance qu'en l'espèce, une mise en concurrence à ce niveau du projet n'apporterait aucun avantage en ce qui concerne le choix de l'exploitant le plus efficace. En soulignant les raisons évoquées ci-dessus, la Tchéquie estime qu'il n'y aurait aucun avantage à procéder à une mise en concurrence en demandant à d'autres parties de manifester leur intérêt ou en organisant un appel d'offres, et que, par conséquent, les inconvénients d'un tel processus, en particulier les retards et les coûts supplémentaires encourus ainsi que les préoccupations en matière de sécurité que pourraient soulever d'autres candidats potentiels, ne pourraient pas être contrebalancés. La Tchéquie déclare également qu'aucun tiers ne s'est plaint de la désignation de ČEZ comme promoteur du projet ou n'a soulevé d'objections à ce sujet à un quelconque stade de la planification du projet, y compris dans les réponses transmises par des tiers à la décision d'ouverture.

4.4. **Position de la Tchéquie concernant l'effet de la mesure sur les échanges et la concurrence**

4.4.1. *Possibilité de manipulation des prix ou de rétention de capacité par ČEZ*

(259) En réponse aux doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture concernant une éventuelle rétention de capacité par ČEZ, les autorités tchèques ont expliqué que le groupe ČEZ n'aura ni les incitations économiques ni la capacité nécessaires pour gonfler les prix de gros en réduisant la production d'EDU II.

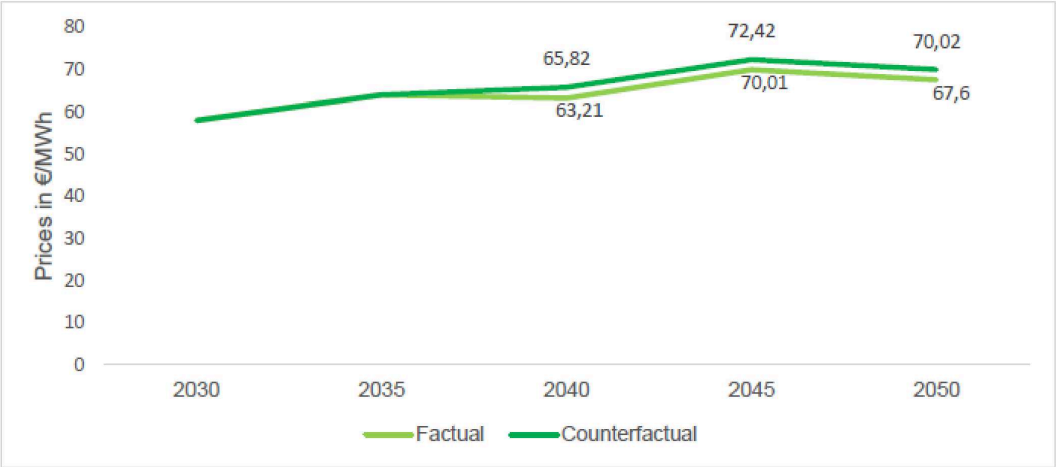
(260) Premièrement, les autorités tchèques affirment que c'est parce que la structure de gouvernance du projet garantit l'indépendance d'EDU II par rapport au groupe ČEZ, limitant ainsi de fait la capacité de ce dernier à interférer indument dans les activités quotidiennes de la centrale.

(261) Deuxièmement, selon le rapport d'Oxera ([126]), «la mise en service d'EDU II a un effet faible, mais notable sur le prix de l'électricité en Tchéquie». Les projections figurant dans ce rapport montrent que la mise en service d'EDU II réduirait les prix de l'électricité en Tchéquie d'environ 2 EUR/MWh entre 2040 et 2050 (considérant 170). Les autorités tchèques estiment par conséquent que si la centrale EDU II était totalement déconnectée pendant un an, cela entraînerait une perte de recettes totale d'environ 450 millions d'EUR pour EDU II ([127]), tandis que ČEZ ne réaliserait qu'environ 17 millions d'EUR de recettes supplémentaires en vendant la partie de la production non couverte pour l'année suivante ([128]), ce qui entraînerait une perte financière considérable pour le groupe ČEZ.

([125]) Référence aux réponses de la Tchéquie du 16 mars 2023 (réponse à la question 20).
([126]) Oxera Consulting LLP, 2021, The impact of Dukovany on the Central European electricity market (ci-après le «rapport d'Oxera»).
([127]) Calculée sur la base d'une production annuelle de 9 TWh multipliée par 50 EUR/MWh.
([128]) Calculée sur la base de 21 % d'une production annuelle de 40 TWh multipliée par 2 EUR/MWh et corrigée à la hausse pour refléter les prix réels de 2020.

Graphique 3

Différence des prix de gros de l'électricité en Tchéquie entre le scénario factuel et le scénario contrefactuel (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) Troisièmement, les autorités tchèques ont expliqué que, bien qu'une légère réduction de la production soit théoriquement possible pour EDU II ([129]), une telle modification n'entraînerait probablement aucune modification significative des prix de l'électricité, compte tenu de l'interconnexion des marchés de l'énergie en Europe. Plus précisément, les voisins immédiats de la Tchéquie dont les marchés de l'électricité sont interconnectés sont l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne et la Slovaquie. Selon la Tchéquie, le projet n'aurait pas d'incidence, ou une incidence très limitée, sur la fixation des prix en Tchéquie entre 2030 et 2050. La Tchéquie estime en effet que le prix de marché de l'électricité pour la région interconnectée est fixé sur la base des prix de l'électricité provenant de l'énergie produite en dehors de la Tchéquie (jusqu'à 98 % des heures de production proviennent de producteurs étrangers). L'énergie produite à l'intérieur de la Tchéquie proviendrait du gaz naturel et du lignite, avec une part croissante de SER. Ces technologies basées en Tchéquie ne seraient des fixateurs de prix que pour un petit nombre d'heures.

(263) Les autorités tchèques soutiennent en outre que ČEZ serait affectée négativement si l'entité ad hoc donnait instruction à EDU II de réduire sa production — même pour des raisons valables, telles que l'équilibrage du système —, car une telle réduction entraînerait une baisse des flux de trésorerie pour ČEZ. En toute hypothèse, la Tchéquie affirme que les centrales nucléaires, une fois opérationnelles, ont de faibles coûts marginaux d'exploitation et ne sont pas bien équipées pour moduler dans une large mesure leurs volumes de production.

(264) Quatrièmement, les autorités tchèques ont expliqué que le comportement économiquement rationnel tant pour EDU II que pour le groupe ČEZ consiste à toujours produire au niveau maximal que permet la centrale, étant donné qu'EDU II ne génèrera des recettes que pour l'électricité fournie ([130]). Les autorités tchèques ont fait référence au rapport d'Oxera, qui indique que «[t]oute réduction de la production d'EDU II signifiera des pertes de flux de trésorerie et des problèmes financiers potentiels pour EDU II, compte tenu de la faible marge de manœuvre dont le projet dispose en matière de rentabilité, au prix de 50 EUR/MWh qu'il est actuellement proposé d'inclure dans l'AAE» ([131]). Elles ont également expliqué que la marge d'exploitation d'EDU II était de [40-50] % en moyenne et tombait à 6 % une fois inclus le coût et le remboursement de l'AFR. Réduire le facteur de charge à moins de [70-90] %, au lieu des [75-100] % attendus, éliminerait les liquidités disponibles pour assurer le service de la dette et pourrait avoir pour conséquence qu'EDU II ne serait pas en mesure d'assurer le service de l'AFR. Une réduction à moins de [40-60] % aurait pour conséquence que les flux de trésorerie ne suffiraient pas à couvrir les coûts d'exploitation.

([129]) Le degré spécifique de modulation de la centrale serait déterminé par la technologie EPC devant encore être sélectionnée.

([130]) À l'inverse, les autorités tchèques ont expliqué qu'il ne serait pas économiquement rationnel pour EDU II de produire en dessous de la limite inférieure (à savoir 84 %), qui est le taux auquel les flux de trésorerie destinés au service de la dette deviennent insuffisants.

([131]) Voir le rapport d'Oxera.

(265) En ce qui concerne les doutes soulevés par la Commission dans la décision d'ouverture concernant une éventuelle manipulation des prix par ČEZ, les autorités tchèques ont expliqué que la part de marché de ČEZ en Tchéquie et sur les marchés voisins n'augmentera que marginalement grâce à la capacité de production installée appelable et qu'elle n'aura qu'une incidence limitée sur le pouvoir de marché de ČEZ. Les autorités tchèques ont en outre expliqué que le gain de parts de marché résultant de l'investissement du projet dans l'énergie nucléaire sera compensé par une diminution de la part de marché résultant de la baisse des investissements dans les centrales à charbon et du démantèlement prévu d'une centrale nucléaire existante. En toute hypothèse, la Tchéquie fait valoir que l'entité ad hoc est spécifiquement adaptée afin de prévenir d'éventuelles distorsions de concurrence.

(266) La Tchéquie conteste également l'idée selon laquelle le marché en cause ne se composerait que de la Tchéquie. Compte tenu de la mise en œuvre en cours de mécanismes de couplage de marchés et de l'objectif de décarboner l'Europe grâce à l'intégration des SER, la Tchéquie maintient que l'interconnexion entre les systèmes électriques des États membres devrait s'accroître ([132]). Il y a lieu, également, de tenir compte de la possibilité que les zones de dépôt des offres fassent l'objet de révisions à l'avenir et que des zones de dépôt des offres transfrontalières soient fusionnées. Par conséquent, la Tchéquie conclut que le marché en cause est plus vaste que la Tchéquie, ce qui a une incidence sur les parts de marché de ČEZ, comme expliqué ci-dessous:

(267) En particulier, les autorités tchèques soutiennent que la capacité qui sera produite par EDU II n'affectera pas de manière significative le pouvoir de marché du groupe ČEZ en Tchéquie ([133]). Elles estiment notamment que la capacité de production appelable d'EDU II ne représentera que 4 % du marché tchèque et environ 0,8 % du marché géographique en cause pour le projet en 2040 ([134]). Selon la Tchéquie, la part de marché prévue du groupe ČEZ sera considérablement réduite entre 2030 et 2050 et si EDU II entre en activité, la part de marché du groupe n'augmentera que de 4,08 %/0,76 % (en 2040) et de 6,97 %/0,76 % (en 2050) respectivement en Tchéquie et sur le marché géographique en cause. Une telle augmentation de la part de marché du groupe grâce à la capacité d'EDU ne devrait pas avoir d'effet significatif sur le pouvoir de marché du groupe en Tchéquie ou sur les marchés voisins.

Tableau 5

Part de marché de ČEZ en termes de capacité de production installée appelable (2020-2050), scénario factuel

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]) Voir considérant 13 et note de bas de page n° 6.

([133]) Le groupe ČEZ détenait 61 % des actifs de production de la Tchéquie, 35 % des fournisseurs et 53 % des mines de lignite en décembre 2023. Voir le groupe ČEZ, Clean Energy of Tomorrow, Investment Story, décembre 2023, à l'adresse suivante: https://www.cez.cz/webpublic/file/edee/ospol/fileexport/investors/investment-stories2022.

([134]) Le marché géographique en cause pour le projet se compose de la Tchéquie et des pays voisins dont les marchés de l'électricité sont interconnectés (à savoir l'Autriche, l'Allemagne, la Pologne et la Slovaquie).

Tableau 6

Estimation de la future part de marché de ČEZ en termes de production, selon la Tchéquie

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) En outre, les autorités tchèques ont fait valoir que le principal objectif stratégique du groupe ČEZ était la gestion efficace des centrales nucléaires ainsi que des mines de lignite et des centrales à charbon. Toutefois, il est prévu de fermer progressivement les centrales au charbon (qui représentaient 45 % de la capacité installée en GW et 39 % de la production d'électricité totale en TWh en 2019), conformément aux exigences de décarbonation de l'UE. ČEZ s'est engagée à atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 et a prévu de réduire sa capacité de production à partir de charbon de près de moitié pour atteindre 3 GW d'ici 2025 et 2 GW d'ici à 2030. En Tchéquie, le charbon représente actuellement environ la moitié de la production d'électricité, et il sera partiellement remplacé par l'énergie nucléaire et, dans une moindre mesure, par des sources d'énergie renouvelables ([135]).

Tableau 7

Part des différents combustibles dans la production brute d'électricité en Tchéquie

	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.

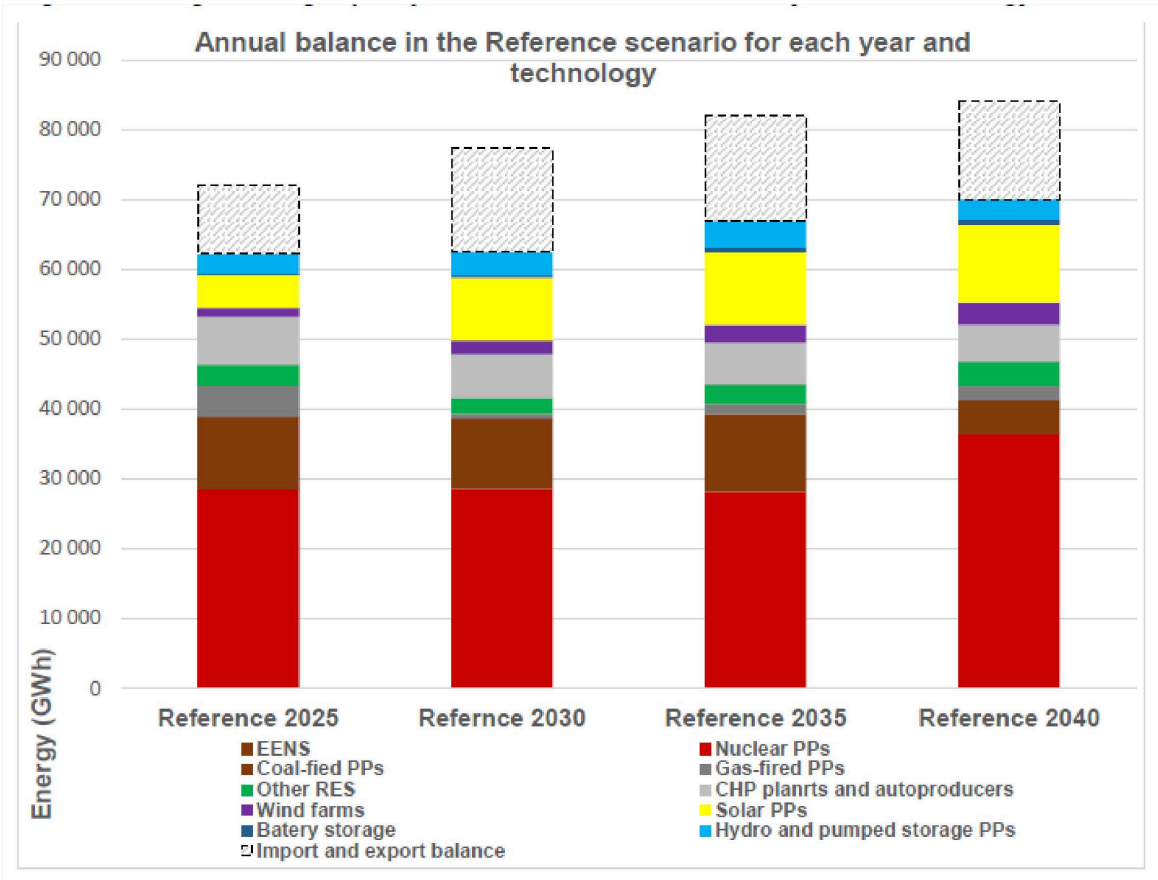
([135]) Les autorités tchèques ont expliqué que, bien que la Tchéquie poursuive le déploiement des énergies renouvelables, la capacité du pays à accroître davantage sa production de SER est limitée, compte tenu de ses caractéristiques géographiques, géologiques et climatiques, ainsi que du coût élevé des technologies disponibles.

(269) En raison des objectifs de réduction des émissions, une part importante des centrales au charbon seront mises hors service et de nouveaux investissements dans les capacités de production à partir de sources nucléaires, de SER et de gaz naturel seront nécessaires afin de combler l'écart ([136]). La production de houille et de lignite devrait être totalement abandonnée en 2037, ce qui représente une réduction de la capacité d'environ 6,5 GW ([137]).

(270) Les autorités tchèques ont expliqué qu'EDU II jouait un rôle important dans la réalisation des objectifs du gouvernement tchèque en matière de réduction des émissions tout en contribuant à la sécurité d'approvisionnement nécessaire en Tchéquie. Les nouvelles unités nucléaires sont destinées à remplacer une partie de la capacité actuelle de production à partir de lignite et de charbon, ainsi que les unités nucléaires du site de Dukovany qui seront mises hors service entre 2045 et 2047 ([138]). La Tchéquie affirme également que le projet n'évincerait pas les investissements dans la production d'énergie éolienne terrestre. Le même volume de production d'énergie à partir de capacités éoliennes serait installé entre 2030 et 2050 dans les scénarios avec et sans le projet, bien que cette installation interviendrait un peu plus tard en cas de réalisation du projet.

Graphique 4

Capacité de production nette dans le scénario de référence pour chaque année et technologie



Source: Autorités tchèques

([136]) Toutes les capacités de production de lignite et de charbon, à l'exception, éventuellement, de certaines installations de production combinée de chaleur et d'électricité («PCCE»), devraient fermer d'ici à 2038 conformément à un récent plan visant à éliminer progressivement les centrales électriques les plus polluantes. Voir Commission tchèque du charbon, 2020, «Procès-verbal de la 7e réunion de la Commission du charbon», 4 décembre 2020, p. 6 et 7, disponible à l'adresse suivante: https://www.mpo.cz/assets/cz/rozcestnik/ministerstvo/kalendar-akci-vse/2021/2/Zapis-z-jednani-UK-_4-12-2020_.pdf.

([137]) Cette estimation est fondée sur les données fournies par le ČEPS.

([138]) Selon les données du ČEPS, les quatre unités nucléaires existantes de Dukovany (ayant chacun une capacité d'environ 510 MW) devraient être déclassées selon le calendrier suivant: une unité fin 2045, une unité fin 2046 et deux unités fin 2047.

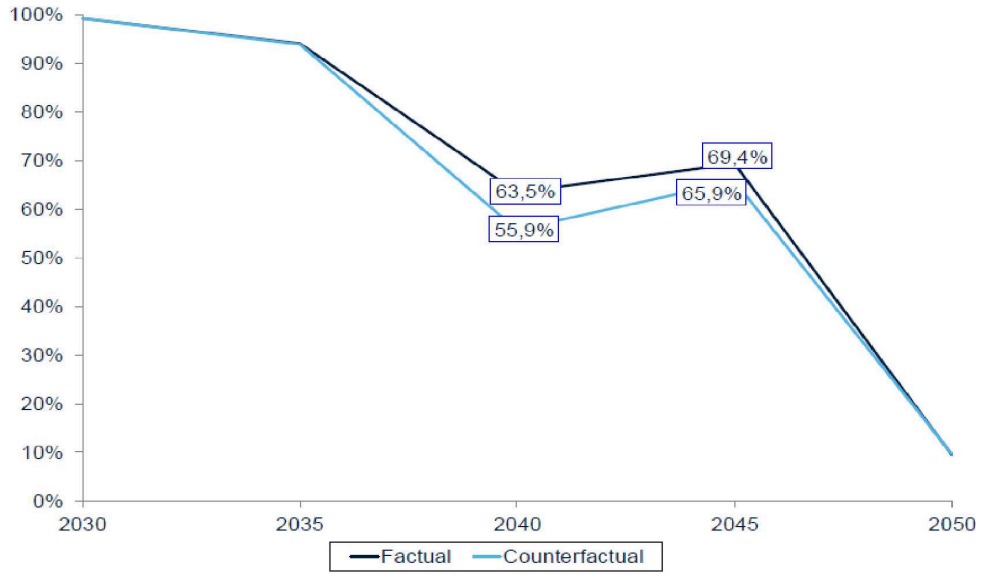
(271) Sixièmement, la Tchéquie fait valoir qu'en raison de l'obligation faite à ČEZ, en vertu de l'AA, de vendre la totalité de la production d'EDU II à l'entité ad hoc, ainsi que des engagements pris par la Tchéquie concernant les échanges de l'électricité produite par la centrale au cours de sa durée de vie (voir section 3.6.4), toute augmentation de la capacité de production que supposerait cet investissement ne devrait pas entraîner d'augmentation de l'électricité disponible en vue d'être vendue aux clients de ČEZ.

(272) Enfin, la Tchéquie affirme que le caractère essentiel de ČEZ ([139]) selon l'indice de l'offre résiduelle (residual supply index ou «RSI»), qui est un indice souvent utilisé pour évaluer la capacité d'un producteur à agir indépendamment de ses concurrents, s'amoindrirait considérablement à l'avenir:

Graphique 5

Caractère essentiel de ČEZ déterminé au moyen du RSI selon la Tchéquie

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. *Rôle de l'entité ad hoc sur le marché*

(273) En ce qui concerne le rôle de l'entité ad hoc sur le marché, les autorités tchèques ont affirmé que l'accord commercial relatif à cette entité avait été délibérément laissé ouvert et flexible afin que l'entité soit conçue de manière appropriée pour prévenir d'éventuelles distorsions du marché.

(274) La Tchéquie a expliqué que l'entité ad hoc sera totalement indépendante d'EDU II et du groupe ČEZ et qu'elle disposera d'une structure de gouvernance et de gestion distincte. Elle négociera avec EDU II (et, le cas échéant, avec ČEZ) dans des conditions de pleine concurrence. Les autorités tchèques ont indiqué que cette structure gouvernementale séparait, d'une part, le processus de prise de décision en matière de stratégie commerciale, qui incombe à l'entité ad hoc et a des incidences sur la concurrence et les échanges sur les marchés de l'électricité, et, d'autre part, le développement et l'exploitation de la centrale, qui incombent à EDU II.

(275) Les autorités tchèques ont par ailleurs opéré une distinction entre l'approche fondée sur une entité ad hoc proposée par le projet et les mesures prises dans d'autres affaires en matière d'énergie nucléaire en ce qui concerne la structure commerciale et les mécanismes d'achat de la production de la centrale. Elles ont expliqué que la nouveauté de l'approche de l'entité ad hoc par rapport aux autres affaires résidait dans la création d'une entité distincte indépendante de l'exploitant de la centrale. EDU II sera propriétaire de la centrale et en assurera l'exploitation et

([139]) L'analyse du caractère essentiel porte sur la question de savoir si les centrales détenues par une entreprise donnée sont tenues de répondre à la demande au cours d'une période donnée, c'est-à-dire si au moins un mégawatt de leur production est nécessaire. Si tel est le cas, l'entreprise pourrait profiter de ce pouvoir de marché. La détermination du caractère essentiel ne tient compte que du pouvoir de marché potentiellement exercé sur le marché dans son ensemble, et non de la question de savoir si un pouvoir de marché peut se produire dans des situations spécifiques, par exemple lorsqu'il existe des contraintes de transport.

produira de l'électricité en ne détenant qu'une autorisation de production d'électricité. La capacité produite par EDU II sera entièrement achetée par l'entité ad hoc, qui sera titulaire d'une autorisation de commercialisation d'électricité. L'entité ad hoc vendra la production d'EDU II sur le marché de gros et sera également un responsable d'équilibre vis-à-vis d'OTE en tant que négociant d'électricité. EDU II ne négociera donc pas avec d'autres acteurs du marché (en dehors de l'entité ad hoc) et ne sera pas exposée aux conditions du marché. Les autorités tchèques ont souligné que l'objectif de cette structure était de limiter le risque de distorsions potentielles du marché résultant du pouvoir de marché.

Tableau 8

Comparaison des structures commerciales d'EDU II (désignée dans le tableau par «Dukovany II»), HPC et 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)*

Source: Autorités tchèques

(276) Les autorités tchèques ont en outre expliqué que l'entité ad hoc devrait mettre en place sa propre table de négociation et ses propres activités en interne, mais que si cela était jugé plus approprié et plus rentable, elle pourrait envisager d'organiser un appel d'offres concurrentiel en vue d'externaliser la fonction de négociation à l'avenir.

(277) Les autorités tchèques ont par ailleurs indiqué que l'entité ad hoc adoptera une stratégie commerciale de minimisation du risque et que son approche consistera à éviter toute incidence négative sur le marché. En particulier, le modèle commercial envisagé devrait encourager la maximisation des recettes des ventes d'électricité par l'entité ad hoc pour l'État tchèque et, par la suite, la réduction du montant de l'aide versée au projet. En ce qui concerne sa stratégie de négociation, l'entité ad hoc opèrera principalement sur le marché de gros de l'électricité en Tchéquie, mais en tenant compte de l'existence d'un degré élevé d'interconnexion dans la région et d'un couplage des marchés à un jour avec les pays voisins. Étant donné que les marchés devraient croître et que les niveaux de liquidités devraient augmenter à l'avenir, d'autant plus que les marchés à un jour ont achevé le couplage entre les régions Allemagne-Pologne-Autriche et Tchéquie-Hongrie-Slovaquie-Roumanie en juin 2021, la stratégie de négociation fera l'objet d'une évaluation régulière afin d'être alignée sur les conditions de marché les plus récentes. La stratégie de négociation finale, fondée sur une approche transparente et de minimisation du risque, devrait être adoptée après 2030.

(278) Au cours de la procédure formelle d'examen, la Tchéquie a décidé de proposer des engagements commerciaux en matière d'énergie nucléaire (comme expliqué aux considérants 112 à 119 ci-dessus).

5. OBSERVATIONS DES TIERS

(279) La Commission a reçu des observations de 18 répondants lors de la consultation sur la décision d'ouverture, qui a duré jusqu'au 5 septembre. Il convient de noter que la plupart des observations de tiers (à savoir 12 sur 18) étaient favorables au projet. Une description des observations pertinentes pour l'appréciation de l'existence d'une aide d'État est fournie ci-dessous.

(280) Des observations ont été reçues d'États membres, d'entreprises, d'associations et d'organisations non gouvernementales (ci-après «ONG»). Les observations des tiers seront traitées dans les sections pertinentes de l'appréciation sans référence spécifique à certaines observations particulières.

(281) Les observations de tiers seront décrites par thème.

5.1. Observations concernant l'existence d'une aide

(282) Aucune observation n'a été reçue au sujet de l'existence d'une aide.

5.2. Observations concernant la compatibilité de l'aide

5.2.1. *Observations en ce qui concerne le caractère approprié de la mesure*

(283) Deux tiers réitèrent leur soutien aux préoccupations exprimées par la Commission dans la décision d'ouverture en ce qui concerne le caractère approprié de la mesure.

(284) Un répondant a en outre affirmé que les évolutions actuelles du marché européen de l'électricité et leurs effets futurs ne pouvaient pas encore être estimés. Il serait donc très difficile de procéder à une appréciation concrète du caractère approprié de la mesure.

(285) Parallèlement, de nombreux répondants ont fait valoir qu'ils ne partageaient pas les préoccupations de la Commission quant au caractère approprié de la mesure. Selon eux, la mesure proposée est appropriée étant donné qu'elle consiste en une combinaison appropriée d'instruments destinés à atteindre les objectifs visés par le projet tout en s'assurant qu'il n'existe pas d'autres politiques ou instruments moins générateurs de distorsions qui permettraient d'obtenir les mêmes résultats. En outre, certains tiers ont fait valoir que les éléments constitutifs de la mesure (à savoir l'accord d'achat de la production, le prêt et le mécanisme de protection contre les changements législatifs) étaient indissociables et nécessaires pour remédier aux défaillances du marché pertinentes pour le projet.

(286) Certains répondants ont par ailleurs fait observer que, dans la décision finale de la Commission dans l'affaire Hinkley Point C, une combinaison similaire de mesures (à savoir un contrat d'écart compensatoire, une garantie publique et un mécanisme de protection contre les décisions politiques potentiellement préjudiciables) avait été approuvée et que le risque supporté par le promoteur était similaire.

5.2.2. *Observations en ce qui concerne la proportionnalité de la mesure*

(287) Deux répondants réitèrent leur soutien aux préoccupations exprimées par la Commission dans la décision d'ouverture en ce qui concerne la proportionnalité de la mesure.

(288) Un répondant a en outre affirmé que les évolutions actuelles du marché européen de l'électricité et leurs effets futurs ne pouvaient pas encore être estimés. Il serait donc très difficile de procéder à une appréciation concrète de la proportionnalité de la mesure.

(289) À l'inverse, de nombreux tiers ont répondu qu'ils ne partageaient pas les préoccupations de la Commission quant à la proportionnalité de la mesure. Selon eux, la mesure proposée est proportionnée.

(290) Plusieurs répondants ont fait valoir que les hypothèses utilisées pour estimer le RCP du projet reflétaient correctement l'exposition au risque de ČEZ et le risque supporté par le bénéficiaire.

(291) En outre, la Commission a reçu certaines observations selon lesquelles la révision périodique proposée du prix d'exercice de l'AEE sur la base des évaluations du marché constitue effectivement un stabilisateur automatique suffisant pour prévenir toute surcompensation et devrait inciter tant EDU II que l'entité ad hoc à maximiser la production et à conclure des accords commerciaux rentables en matière d'énergie.

(292) Un tiers a observé que la durée proposée pour l'AA [à savoir 60 ans, une période couvrant la période d'exploitation de la centrale (selon la LBC, 30 ans pouvant être prolongés plusieurs fois de 10 ans), avec une réévaluation de la proportionnalité du prix d'exercice réglementée par le ministère tchèque du commerce et de l'industrie] avait été fixée de manière à refléter les conditions techniques, réglementaires et de financement spécifiques.

5.2.3. *Observations concernant la nécessité d'une intervention de l'État*

(293) Un répondant a fait observer que l'approvisionnement énergétique pouvait également être garanti par des technologies moins chères et a fait valoir que des subventions dans le secteur nucléaire ralentiraient les progrès accomplis en ce qui concerne d'autres technologies moins coûteuses, plus rapides et plus respectueuses du climat. Il a ensuite estimé que la production d'électricité provenant de la centrale ne devrait pas être subventionnée étant donné que cette technologie est mature et n'est pas rentable.

(294) La Commission a reçu une observation indiquant que l'intervention de l'État pour produire de l'électricité à partir de centrales nucléaires n'était pas justifiée compte tenu des évolutions récentes du marché. En particulier, ce répondant a fait valoir que les prix élevés de l'électricité résultant des récentes turbulences sur le marché resteraient à des niveaux élevés au cours des prochaines décennies et que, par conséquent, le montant de l'aide prévue pour la mesure ne contribuerait pas à l'un de ses objectifs, à savoir faire baisser les prix de l'électricité sur le marché.

(295) Un répondant a mentionné la possibilité pour la Tchéquie d'investir dans le développement des SER et de générer 5,3 TWh à partir de nouvelles éoliennes et 4,9 TWh à partir de nouvelles centrales photovoltaïques d'ici à 2030 au lieu de promouvoir le développement de la centrale de Dukovany. Il a également soutenu que le soutien de l'État au développement de l'énergie éolienne et solaire serait beaucoup plus faible que celui apporté à l'énergie nucléaire.

(296) Contrairement à ces répondants, plusieurs tiers ont soutenu que l'intervention de l'État était nécessaire pour que la mesure atteigne ses objectifs.

(297) Certains répondants ont fait observer qu'en l'absence d'intervention de l'État, il ne serait pas possible de mettre en œuvre un nouveau projet de centrale nucléaire sur le marché européen actuel de l'électricité. Ils ont également fait valoir qu'en raison des défaillances existantes du marché (exposition à l'ampleur des besoins en capital, volatilité à long terme des prix du marché et risques juridiques, politiques et réglementaires) et du degré élevé d'incertitude entourant les projets nucléaires, les investisseurs privés étaient dissuadés d'investir et l'intervention de l'État était nécessaire pour garantir l'investissement dans les centrales nucléaires à faible intensité de carbone.

(298) En outre, certains tiers ont souligné que la récente volatilité des marchés de l'énergie démontrait la nécessité que des régimes d'aides d'État compensent les distorsions sur le marché. Ces répondants ont par ailleurs indiqué que les conditions du marché n'incitaient pas au développement de projets d'infrastructures énergétiques de grande envergure.

(299) Un répondant a fait valoir que les nouveaux projets nucléaires devaient être analysés du point de vue de la sécurité d'approvisionnement et devaient être considérés comme prioritaires, compte tenu des possibilités qu'ils offrent de réduire la dépendance vis-à-vis des importations en provenance de Russie. Il a également observé que l'inclusion récente de l'énergie nucléaire dans la taxinomie de l'UE pour une finance durable constituait une étape essentielle pour ouvrir la voie à la poursuite du développement de l'énergie nucléaire.

5.2.4. *Observations reçues concernant la sélection de ČEZ*

(300) Certains tiers ont expressément indiqué dans leurs observations qu'ils ne partageaient pas les préoccupations de la Commission quant au fait que ČEZ ait été choisie sans appel d'offres ni consultation. Tant pour des raisons de sécurité nationale que pour des raisons de sécurité énergétique, ainsi que pour d'autres raisons (telles que l'expertise, le savoir-faire et l'efficacité de l'opérateur historique), ces parties estiment qu'il est pleinement justifié de confier à une entreprise publique du secteur de l'énergie la mission d'exécuter une tâche aussi complexe que la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire, en observant que cela reflète une pratique internationale répandue.

(301) Aucun concurrent ou autre tiers n'a soulevé de préoccupations quant au choix de ČEZ en tant que promoteur du projet.

5.2.5. *Observations reçues concernant d'éventuelles distorsions indues de la concurrence et des échanges entre États membres*

(302) Un répondant a réitéré, dans ses observations, son soutien aux préoccupations exprimées par la Commission dans la décision d'ouverture en ce qui concerne d'éventuelles distorsions de la concurrence sur le marché. Il considère en outre que la production d'électricité à partir de technologies nucléaires fait l'objet de subventions excessives et n'est donc pas concurrentielle et fait valoir que toute subvention entraînerait des distorsions significatives de la concurrence sur le marché.

(303) En revanche, plusieurs tiers ont observé qu'il existait un risque limité que la mesure fausse ou menace de fausser la concurrence sur le marché.

(304) Certains répondants ont fait valoir que l'architecture de l'entité ad hoc pourrait avoir une incidence limitée sur le marché, étant donné que ČEZ et EDU II sont deux entités économiques distinctes qui seront totalement indépendantes l'une de l'autre. Dès lors, selon ces répondants, les possibilités de manipulation de marché seraient limitées.

(305) Un répondant a souligné que ČEZ disposait d'un vaste parc d'installations de production d'électricité à partir de charbon qui devraient être mises hors service dans les années 2030, et que les quatre unités existantes du site de Dukovany devraient fermer entre 2045 et 2047. Dès lors, selon lui, les parts de marché de ČEZ dans la production d'électricité n'augmenteront pas de manière significative.

(306) Un tiers a par ailleurs fait observer que le risque d'une manipulation, lorsque les prix du marché sont supérieurs au prix d'achat de l'AA et que le groupe ČEZ pourrait avoir un intérêt économique à réduire la production d'EDU II de sorte que d'autres unités vendent davantage d'énergie à des prix de marché plus élevés, semble faible. En effet, EDU II sera connectée avec un facteur de charge élevé (90 %) et son intérêt économique sera de fournir la totalité de ses volumes disponibles au marché afin de s'assurer de recevoir sa compensation et de pouvoir assurer le service de sa dette. En outre, il existe une séparation entre le groupe ČEZ et EDU II. De surcroît, le règlement REMIT interdit les comportements consistant à manipuler un marché.

(307) Un tiers a par ailleurs fait valoir que la centrale de Dukovany visait à générer de nouvelles capacités et à combler un déficit de production d'électricité attendu en 2030-2040, ce qui aura des effets positifs sur la sécurité et la diversification de l'approvisionnement pour les pays voisins. Dès lors, selon lui, ces effets positifs de la mesure l'emportent sur tout éventuel effet négatif de la mesure.

(308) Enfin, un tiers a fait observer que toute incidence alléguée sur la concurrence devait être évaluée en gardant à l'esprit l'absence de conditions de concurrence véritablement équitables dans le secteur de l'énergie, étant donné que les nouvelles capacités de production ne sont pratiquement jamais développées uniquement sur la base du marché. Cette partie a indiqué que, par exemple, les sources d'énergie renouvelables bénéficiaient non seulement de régimes de soutien direct, mais aussi d'une série de mesures introduites par les trains de mesures du pacte vert pour l'Europe et de REPowerEU.

5.2.6. *Observations relatives à une violation du droit de l'Union*

(309) Un tiers a fait valoir que l'utilisation de l'énergie nucléaire pour la production d'électricité était contraire au principe du pollueur-payeur et au principe de précaution énoncé à l'article 191 TFUE.

(310) En outre, deux tiers ont observé que le respect du principe du pollueur-payeur n'est pas garanti par le projet étant donné que la mesure ne tient pas compte de la gestion du combustible nucléaire usé, ce qui soulève des doutes quant au fait qu'il y aura, à la fin de la durée de vie utile estimée de la centrale nucléaire, des ressources correspondant au coût estimé de la gestion des déchets radioactifs et du déclassement. Ces répondants ont de surcroît estimé qu'à moins de modifier considérablement l'actuel système de redevances versées au Fonds national de l'énergie atomique, ces fonds ne seront pas disponibles, ce qui constituerait un manquement au principe du pollueur-payeur.

(311) La Commission a reçu des observations d'un autre répondant qui a fait valoir que les déclarations publiques des fonctionnaires tchèques indiquaient qu'ils chercheraient à modifier ou à reporter l'application des conditions de la taxinomie concernant la mise en service d'un dépôt en profondeur pour le stockage des déchets radioactifs de haute activité d'ici à 2050.

(312) En revanche, certains répondants ont fait valoir que la mesure ne violait pas le droit de l'Union.

5.2.7. *Observations reçues concernant la sécurité de l'approvisionnement*

(313) Deux répondants ont fait observer que l'énergie nucléaire ne pouvait offrir aucun avantage par rapport à d'autres sources d'énergie du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement, en soulignant que la disponibilité de l'uranium et du thorium était limitée et que l'UE était très dépendante des importations.

(314) D'autre part, un tiers a fait valoir que l'énergie nucléaire était peu dépendante des importations, en affirmant que les matières premières représentaient au maximum 10 % du coût de production, et en faisant également observer que le marché international de l'uranium est bien réglementé et stable.

(315) En outre, la Commission a reçu de nombreux arguments à l'appui de la mesure, compte tenu des préoccupations relatives à la sécurité de l'approvisionnement, à la décarbonation, à l'accessibilité financière de l'énergie et aux évolutions du marché liées à l'invasion de l'Ukraine par la Russie. Plus précisément, les répondants ont fait observer que les réacteurs nucléaires étaient la technologie la mieux placée pour garantir la neutralité carbone tout en préservant la sécurité d'approvisionnement de l'UE. Ils ont par ailleurs souligné que l'énergie nucléaire était également un moyen de production stable et contrôlable, permettant une gestion fiable du réseau électrique et contribuant à un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement.

(316) Plusieurs observations portaient sur le développement de projets nucléaires dans toute l'Union en vue d'atteindre les objectifs de l'Union en matière de changement climatique ainsi que de garantir la sécurité de l'approvisionnement grâce à une énergie stable, fiable, durable, sobre en carbone et compétitive.

(317) De nombreuses observations ont évoqué le contexte géopolitique (y compris les ruptures d'approvisionnement en pétrole et en gaz et la volatilité des prix) et l'importance de garantir la sécurité d'approvisionnement pour réduire encore la dépendance énergétique de l'UE à l'égard de la Russie. Un tiers a par ailleurs observé que l'agression de la Russie contre l'Ukraine soulignait la nécessité de l'énergie nucléaire pour éliminer la dépendance vis-à-vis de l'approvisionnement en combustible russe.

5.2.8. *Autres observations soulevées par des tiers*

(318) La Commission a reçu des arguments relatifs à des considérations de sûreté et de sécurité. Certains répondants ont fait part de leurs préoccupations en ce qui concerne la gestion sûre et durable des déchets radioactifs de haute activité en général. Ils ont également évoqué le danger potentiel présenté par les centrales nucléaires en cas de conflit armé, ainsi que les risques posés par les accidents nucléaires majeurs. Selon certaines observations, la situation actuelle en Ukraine démontrerait les risques supplémentaires que présentent les centrales nucléaires en matière de sûreté et de sécurité.

(319) Certains répondants ont en outre souligné qu'en raison de la forte demande d'eau de refroidissement, les centrales nucléaires étaient très sensibles à la hausse des températures. Ils ont également soutenu que la rivière Jihlava fournissait trop peu d'eau pour assurer un approvisionnement fiable en eau de refroidissement à de nouveaux blocs de la centrale nucléaire sur le site de Dukovany, en faisant observer que ce problème avait déjà été admis lors de la planification du programme nucléaire tchécoslovaque et avait entraîné la limitation de la puissance des unités installées sur ce site. Compte tenu du changement climatique, certains tiers prédisent que l'exploitation des nouvelles centrales nucléaires ne sera pas aussi stable qu'escompté et que leur utilisation n'atteindra pas les niveaux prévus.

(320) Certains répondants font part d'inquiétudes quant à l'approvisionnement en eau de la nouvelle centrale nucléaire et, en particulier, quant à son incidence sur la rivière Jihlava, et soulignent également l'absence actuelle d'un plan de gestion de l'utilisation et de la protection de l'eau.

(321) Deux tiers s'inquiètent de la possibilité que le projet ne soit pas achevé dans les délais, étant donné que les trois fournisseurs de technologies potentiels risquent de ne pas être préparés, d'un point de vue technique, à opérer en Europe, ce qui pourrait entraîner des retards. Les répondants considèrent que cela pourrait avoir des conséquences économiques ainsi que des incidences sur l'environnement et la protection du climat. Les répondants soulèvent également le problème de l'escalade des coûts, qui est fréquent dans les projets de nouvelles constructions nucléaires.

(322) Un répondant a critiqué le manque de transparence dans la préparation du nouveau projet de réacteur, en citant la branche tchèque de Transparency International, qui s'est interrogée sur la transparence du projet ([140]). En particulier, ce tiers indique que le ministère tchèque du commerce et de l'industrie a refusé de lui communiquer certains documents relatifs à l'analyse des modèles d'investisseurs effectuée dans le cadre du projet et aux procédures de préparation et de mise en œuvre du projet à la suite d'une demande d'accès aux documents qu'il avait présentée.

(323) Un répondant affirme que la responsabilité limitée de l'exploitant de la centrale nucléaire est insuffisante pour couvrir les préjudices potentiels résultant d'un accident nucléaire, en soulignant le refus de la République tchèque d'adhérer au protocole additionnel à la convention de Vienne de 1997 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui exige un niveau minimal de responsabilité en cas de préjudice de 300 millions de DTS (droits de tirage spéciaux). Le répondant fait en outre valoir que des aides d'État supplémentaires seront accordées afin de couvrir les coûts de construction et de transport et les coûts relatifs à la protection policière spéciale du site de la centrale.

(324) Selon plusieurs observations, le projet contribuerait à la réalisation des objectifs à l'échelle européenne en matière d'énergie et de contribution au pacte vert.

(325) Plusieurs tiers ont également attiré l'attention sur les avantages sociaux et économiques de l'énergie nucléaire, en soulignant en particulier les emplois créés et la contribution importante du nucléaire aux économies des États membres de l'UE. En particulier, au niveau de l'UE, selon une analyse réalisée par Deloitte en 2019, l'industrie nucléaire représente plus de 1,1 million d'emplois directs et indirects et génère plus d'un demi-billion d'EUR de PIB ([141]).

6. **OBSERVATIONS DE ČEZ**

(326) ČEZ a présenté ses observations le 5 septembre 2022. Dans ses observations, ČEZ fournit des éléments de preuve et une analyse à l'appui de son argument selon lequel certains des doutes soulevés par la Commission dans sa décision d'ouverture ne seraient pas fondés.

(327) Les principaux arguments de ČEZ sont décrits plus en détail ci-après.

6.1. **Position de ČEZ concernant le caractère approprié de l'aide**

(328) Dans ses observations, ČEZ a fait valoir que les mesures proposées fournissaient un soutien approprié et ciblé afin de remédier aux principales défaillances du marché reconnues par la Commission (à savoir l'ampleur des besoins en capital, la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché et la durée de l'exposition aux décisions politiques) et que les trois mesures devaient être considérées comme un seul et même ensemble de mesures interconnectées. En particulier, ČEZ soutient que l'ensemble de mesures de soutien de l'État proposé (à savoir l'AA, l'AFR et le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques) est entièrement approprié étant donné que, si l'une des mesures venait à être supprimée, les risques sous-jacents ne seraient pas atténués. Dans un tel scénario, la viabilité du projet serait compromise.

(329) ČEZ a en outre indiqué que la Commission avait déjà approuvé par le passé des ensembles de mesures de soutien similaires (notamment dans l'affaire Hinkley Point C).

(330) Enfin, ČEZ a expliqué que les mesures proposées étaient appropriées pour atténuer le risque d'un éventuel échec du projet et les coûts publics y afférents.

6.2. **Position de ČEZ concernant certains aspects de la proportionnalité de l'aide**

6.2.1. *Risque de surcompensation*

(331) En réponse aux doutes de la Commission concernant le risque de surcompensation, ČEZ a fait valoir que les mesures proposées comprenaient un mécanisme approprié de contrôle de la surcompensation permettant d'atteindre un RCP fondé sur le marché qui est proportionné au risque lié au projet. Selon ČEZ, le but des mécanismes proposés n'est pas d'éviter entièrement toute surcompensation, étant donné que ČEZ sera confrontée à des risques importants associés au projet.

([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) D'après ČEZ, l'existence de mesures supplémentaires visant à éliminer tout avantage potentiel autre que le mécanisme de partage des gains affectera l'équilibre entre les expositions aux pertes et aux avantages. D'éventuelles primes de risque supplémentaires auraient pour effet de faire augmenter le RCP, qui augmenterait le prix de l'AA et, partant, le coût du soutien de l'État.

(333) ČEZ a par ailleurs soutenu que la surcompensation serait gérée au moyen du mécanisme de partage des gains au cours de la phase opérationnelle d'EDU II. Le mécanisme de partage des gains proposé est fondé sur le mécanisme de Hinkley Point C précédemment approuvé et est plus strict que celui-ci, avec un partage plus important à un plus faible rendement des capitaux propres. Le mécanisme de partage des gains a pour but de repérer les surperformances des fonds propres réalisées en surveillant les chiffres réels et le TRI des fonds propres du projet EDU II. Ce mécanisme mesure la performance du projet tout au long de sa durée de vie et veille à ce que toute surperformance soit prise en considération.

6.2.2. *Estimation du RCP*

(334) ČEZ a fourni une analyse des risques comparatifs et des rendements proportionnés d'EDU II par rapport à d'autres projets d'infrastructures énergétiques (à savoir Hinkley Point C, Paks II, des projets de centrales électriques classiques indépendants et des éoliennes en mer). Cette analyse a montré que la fourchette de RCP appropriée pour EDU II se situerait entre [...] %. Elle a également indiqué que la détermination exacte du RCP dépendrait d'une clarification plus poussée des paramètres du projet, de la répartition des risques et des principales caractéristiques de l'implication de l'État.

(335) En particulier, une estimation du RCP plus proche de l'extrémité supérieure de la fourchette susmentionnée correspondrait à un scénario dans lequel EDU II se verrait attribuer une part disproportionnellement élevée des risques et il existerait un risque élevé d'abandon du projet. À l'inverse, une estimation du RCP plus proche du bas de la fourchette susmentionnée refléterait un scénario dans lequel il existerait une répartition proportionnelle des risques renforcée par des protections accordées à EDU II en cas de pertes et les risques d'abandon du projet seraient limités.

6.3. **Position de ČEZ concernant sa sélection en tant que promoteur du projet**

(336) Dans sa réponse à la décision d'ouverture, ČEZ a expliqué qu'elle possédait une longue expérience, des capacités et un savoir en République tchèque en ce qui concerne la conception, le développement, la construction et l'exploitation de centrales nucléaires. En particulier, le groupe ČEZ a développé et construit les deux centrales nucléaires du pays, la centrale de Temelín et celle de Dukovany, et développe également en ce moment une nouvelle centrale nucléaire en Slovaquie.

(337) ČEZ dispose en outre d'une vaste expérience en matière de collaboration avec l'autorité nucléaire tchèque et possède une compréhension approfondie des exigences réglementaires applicables aux centrales nucléaires. En tant que propriétaire et exploitant d'actifs de production d'énergie nucléaire dans le pays, ČEZ possède une excellente connaissance du cadre législatif en vigueur et des exigences en matière d'autorisations et de permis en République tchèque.

(338) ČEZ est un membre actif d'organisations internationales telles que la WANO, EUR, l'EPRI, l'ANM et NUGENIA. L'entreprise suit des normes et des processus reconnus et encouragés par les régulateurs du monde entier afin d'encourager une amélioration continue, la sécurité et des connaissances de pointe dans le domaine de l'exploitation de centrales nucléaires.

(339) Enfin, ČEZ a fait valoir qu'en tant que propriétaire et promoteur historique du site, elle pouvait garantir la mise en œuvre rapide du projet de manière rentable. En particulier, selon ses estimations, les activités préliminaires et habilitantes qu'elle a déjà réalisées sur le site (y compris les études de faisabilité, l'acquisition de terrains, etc.) ont accéléré le calendrier du projet d'au moins 10 à 12 ans et ont potentiellement réduit les coûts du projet d'un montant estimé de [200-700] millions d'EUR par rapport à un exploitant tiers qui construirait une centrale à partir de zéro.

7. **RÉPONSE DE LA RÉPUBLIQUE TCHÈQUE AUX OBSERVATIONS DES TIERS**

(340) Les autorités tchèques ont répondu aux observations présentées par des tiers le 21 octobre 2022.

(341) Dans l'ensemble, la Tchéquie a constaté que la majorité des observations étaient positives et témoignaient d'un soutien massif au projet. La Tchéquie a également expliqué qu'elle avait déjà répondu à la plupart des questions soulevées dans ses précédentes observations. Les principaux arguments avancés par la Tchéquie en réponse aux préoccupations émises par des tiers seront exposés ci-après. Seules les réponses aux observations directement pertinentes pour l'appréciation de l'existence d'une aide d'État seront indiquées.

(342) En réponse aux observations relatives au caractère approprié et à la proportionnalité de l'aide, la Tchéquie a renvoyé à ses précédentes observations et a indiqué que le soutien de l'État avait été conçu dans le but de réduire autant que possible le montant de l'aide tout en garantissant la faisabilité du projet.

(343) Les autorités tchèques ont par ailleurs déclaré qu'elles étaient prêtes à remplir les critères techniques de la taxinomie de l'UE dans le cadre du projet, y compris en mettant en place, en vue de son exploitation, une installation de stockage de déchets radioactifs de haute activité en 2050. En particulier, la Tchéquie a expliqué que la politique nationale en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé, approuvée en 2019, sera mise à jour conformément aux exigences de la taxinomie de l'UE après le processus d'examen par les pairs du programme dans le cadre de la mission Artemis menée par l'AIEA en vertu de l'article 14, paragraphe 3, de la directive 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011, qui aura lieu au quatrième trimestre de 2023.

(344) Enfin, en réponse aux préoccupations environnementales spécifiques soulevées par des tiers, les autorités tchèques ont fait valoir que i) les activités liées à l'énergie nucléaire étaient des activités à faible intensité de carbone ([142]) et que l'exploitation d'une centrale nucléaire était l'une des possibilités d'investissement présentant le meilleur rapport coût-efficacité ([143]); ii) la méthode utilisée afin de constituer des provisions pour le déclassement des installations nucléaires était conforme aux règles de l'UE ([144]); iii) des réserves suffisantes avaient été constituées pour le futur stockage des déchets radioactifs et du combustible usé conformément à la législation tchèque; iv) l'évaluation des incidences du projet sur l'environnement montrait que toutes les préoccupations environnementales, y compris l'existence d'une quantité suffisante d'eau de surface pour le refroidissement de la centrale, avaient été prises en considération. En toute hypothèse, les autorités tchèques ont expliqué que la question de l'approvisionnement suffisant en eau fera l'objet d'un suivi permanent conformément aux conditions de l'évaluation des incidences sur l'environnement; et v) les règles tchèques relatives à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires étaient conformes au droit international ([145]).

8. APPRÉCIATION DE LA MESURE

8.1. Existence d'une aide d'État

(345) En vertu de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, sont incompatibles avec le marché intérieur, dans la mesure où elles affectent les échanges entre les États membres, les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions.

(346) Une mesure constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE si elle remplit quatre conditions cumulatives. Premièrement, la mesure d'aide doit être financée par l'État ou au moyen de ressources d'État. Deuxièmement, la mesure doit accorder un avantage à un bénéficiaire. Troisièmement, la mesure doit favoriser certaines entreprises ou activités économiques (c.-à-d. qu'il doit y avoir un certain degré de sélectivité). Quatrièmement, la mesure doit être susceptible d'avoir une incidence négative sur les échanges entre les États

([142]) Voir le rapport final du groupe d'experts techniques sur la finance durable de mars 2020, disponible à l'adresse suivante: https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/business_economy_euro/banking_and_finance/documents/200309-sustainable-finance-teg-final-report-taxonomy_en.pdf. Ce rapport indiquait que «la production d'énergie nucléaire n'émet presque aucune émission de gaz à effet de serre au cours de la phase de production d'énergie» et que «les preuves de la contribution substantielle que pourrait apporter l'énergie nucléaire aux objectifs d'atténuation du changement climatique étaient nombreuses et claires».

([143]) Voir Agence internationale de l'énergie (AIE), Projected costs of generating electricity (Coûts prévisionnels de la production d'électricité), édition 2020.

([144]) Cette méthode est définie dans le décret n° 250/2020 Coll. relatif à la création d'une réserve pour le déclassement d'une installation nucléaire et d'un lieu de travail relevant des catégories III et IV, qui, selon les autorités tchèques, est entièrement conforme à la directive 2011/70/Euratom.

([145]) En particulier, la loi n° 18/1997 Coll. relative aux utilisations pacifiques de l'énergie nucléaire et des rayonnements ionisants (ci-après la «loi atomique»), telle que modifiée, transpose la convention de Vienne relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires.

membres et de fausser la concurrence sur le marché intérieur. À la section 4.2 de la décision d'ouverture, la Commission a expliqué que les trois mesures notifiées avaient été planifiées ensemble et étaient indissociables les unes des autres ([146]). En vertu du point 81 de la communication de la Commission sur la notion d'«aide d'État», des mesures différentes peuvent être considérées comme une «seule intervention». Tel peut notamment être le cas lorsque des interventions consécutives présentent, au regard notamment de leur chronologie, de leur finalité et de la situation de l'entreprise au moment de ces interventions, des liens tellement étroits entre elles qu'il est impossible de les dissocier ([147]). À titre d'exemple, une série d'interventions de l'État en faveur d'une même entreprise qui se succèdent dans un laps de temps relativement court, qui sont liées ou qui étaient toutes prévues ou prévisibles au moment de la première intervention peuvent être appréciées comme une seule intervention.

(347) La Commission a expliqué dans la décision d'ouverture que les trois mesures avaient le même objet et le même objectif, à savoir permettre la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Dukovany ([148]). Les mesures sont planifiées et négociées ensemble de manière à ce que chacune d'entre elles ait un impact direct sur les autres et de manière ce qu'elles créent conjointement les conditions financières préalables nécessaires à la construction et à l'exploitation de la centrale. Il est constant que l'acteur octroyant les trois mesures est l'État tchèque et que, chronologiquement, ces trois mesures coïncident. Plus précisément, toutes les interventions ont été planifiées ensemble (et étaient donc prévisibles lors de la négociation) ([149]). Par exemple, la réduction des risques commerciaux au moyen d'un mécanisme de protection contre les changements législatifs et d'une réduction des besoins initiaux en capital au moyen de l'AFR a une incidence sur le montant de l'aide nécessaire pour l'accord d'achat de la production. Les trois mesures en cause sont étroitement liées et il aurait été impossible de les séparer.

(348) À la lumière de ce qui précède, la Commission a estimé que les trois mesures devaient être examinées ensemble en tant que constituant une seule intervention, étant donné qu'elles sont interdépendantes et ont des effets sur la performance du projet qui se renforcent mutuellement. La Commission a également conclu à titre préliminaire, pour les trois mesures considérées ensemble, que l'intervention entraînerait une aide d'État étant donné qu'elle a été accordée par l'État tchèque au moyen de ressources d'État, qu'elle confèrerait un avantage économique sélectif et qu'elle est susceptible d'avoir une incidence négative sur les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence sur le marché intérieur.

(349) La Commission n'a trouvé aucun motif de modifier son appréciation à ces égards pendant la procédure d'enquête formelle.

8.1.1. *Imputabilité et présence de ressources d'État*

(350) Comme expliqué dans la décision d'ouverture, les mesures de soutien en faveur de ce projet ont été décidées par l'État tchèque sur la base des dispositions de la LBC (voir considérant 27) et de la conclusion de la convention-cadre (voir considérant 190) et du premier contrat d'exécution (voir les considérants 69, 183 et 380). L'AA prévoit en outre l'obligation pour l'État tchèque de créer une entité entièrement détenue par l'État, l'entité ad hoc (pour l'AA, voir considérants 83 à 93 ci-dessus). L'autorité chargée de l'octroi de toutes les mesures est l'État tchèque agissant par l'intermédiaire du ministère.

(351) Les autorités tchèques ne contestent pas que les mesures seront financées à partir de ressources sous contrôle de l'État.

(352) Comme indiqué au considérant 107, l'article 9 de la LBC précise que les nouvelles installations de production d'énergie nucléaire peuvent être financées par une ou plusieurs des sources suivantes: i) les recettes provenant des ventes d'électricité d'entité ad hoc; ii) un élément de prix facturé par les gestionnaires de réseau de transport et de distribution aux utilisateurs du réseau, en cas de décision en ce sens; et iii) des contributions du budget de l'État. C'est au ministère qu'appartient de choisir le flux de revenus qui sera effectivement utilisé pour financer les différentes mesures. Les autorités tchèques ne contestent pas que tous les flux de recettes sont ou seront contrôlés par l'État.

([146]) Voir considérant 143 de la décision d'ouverture.

([147]) Arrêts du 19 mars 2013, Bouygues et Bouygues Télécom/Commission e.a., C–399/10 P et C–401/10 P, ECLI:EU:C:2013:175, point 104; du 13 septembre 2010, Grèce/Commission, T–415/05, T–416/05 et T–423/05, ECLI:EU:T:2010:386, point 177; et du 15 septembre 1998, BP Chemicals/Commission, T–11/95, ECLI:EU:T:1998:199, points 170 et 171.

([148]) Voir considérant 144 de la décision d'ouverture.

([149]) Arrêt du 15 décembre 2021, Oltchim SA/Commission, T–565/19, EU:T:2021:904, points 93 à 197.

(353) En outre, l'article 4 de la LBC précise que l'AFR serait financée par le budget de l'État et sera accordée par la Banque nationale tchèque. L'AFR étant financée directement par le budget de l'État, et vu que les trois mesures sont interdépendantes et constituent une seule intervention (voir considérant 348), le fait qu'une taxe (restant à définir, le cas échéant), si elle devait financer la mesure 1 à elle seule, entraînerait la fourniture de ressources d'État est sans incidence sur l'existence de ressources d'État. L'apport de plusieurs milliards d'EUR provenant du budget de l'État au moyen de l'AFR à des conditions financières avantageuses suffit déjà pour établir que l'intervention globale repose sur l'octroi de ressources d'État. Cette conclusion est encore renforcée par la mesure de protection contre les changements législatifs ou stratégiques, qui offre une protection juridique au projet, en accordant des droits ayant une valeur financière vis-à-vis de l'État, ce qui affecterait donc directement les ressources de l'État si ces droits étaient exercés.

(354) Sur la base de ce qui précède, la Commission conclut que la mesure est accordée au moyen de ressources d'État et est imputable à l'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

8.1.2. *Avantage économique sélectif*

(355) Une mesure est jugée sélective dès lors qu'elle favorise uniquement certaines entreprises ou certaines productions. La Commission rappelle que les mesures en cause, appréciées tant ensemble que séparément, confèrent un avantage sélectif au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

(356) La mesure 1 (voir section 3.6) protège EDU II de toute volatilité des prix sur le marché de l'électricité pendant toute la durée de l'AA, étant donné qu'EDU II reçoit une rémunération stable à un prix d'exercice prédéfini, y compris dans les situations où les prix du marché tombent en dessous de ce niveau. Cela garantit à EDU II un flux de revenus stable pour les 40 premières années d'exploitation de la centrale, que les autres exploitants ne bénéficiant pas d'une mesure de soutien similaire ne reçoivent pas.

(357) La mesure 2 (voir section 3.7) prévoit un prêt à un taux d'intérêt favorable, non conforme aux conditions du marché. Plus précisément, l'AFR couvrira 100 % des coûts de construction de la centrale, y compris les dépassements de coûts imputables à des motifs légitimes et les dépassements de coûts imputables à des événements ne relevant pas de motifs légitimes qui excèdent l'apport en fonds propres maximal de ČEZ pour le projet (voir considérant 197). Le prêt s'assortira d'un taux d'intérêt zéro pendant la phase de construction. Le taux d'intérêt appliqué correspondra au coût de la dette d'État majoré de 1 %, avec un taux minimal de 2 % sur 30 ans, à compter de la date de mise en service de la centrale. La mesure confère donc un avantage à son bénéficiaire en ce qu'elle soulage EDU II des coûts de financement qu'elle devrait supporter dans les conditions normales du marché. Les autres entreprises, y compris celles qui réalisent des investissements à long terme, ne reçoivent pas de prêts d'État à des conditions similaires.

(358) La mesure 3 (voir section 3.8) offre une protection contre une récupération des coûts en cas de changement législatif ou stratégique ou en cas d'autres événements pouvant être considérés comme des motifs légitimes, en réduisant ainsi le risque d'investissement et en le transférant à l'État et en conférant un avantage économique qui n'aurait pas pu être obtenu dans les conditions normales du marché et qui n'est pas accessible aux autres opérateurs du marché.

(359) Par conséquent, la Commission conclut que les trois mesures en cause constituent toutes une aide individuelle et confèrent un avantage sélectif au groupe ČEZ, y compris à sa filiale EDU II.

8.1.3. *Menace de distorsions de la concurrence et effets sur les échanges*

(360) Comme la Commission l'a souligné dans la décision d'ouverture, le marché de l'électricité a été libéralisé et les producteurs d'électricité participent à des échanges entre États membres, de sorte qu'un avantage accordé aux producteurs d'énergie nucléaire est susceptible de fausser la concurrence et d'affecter les échanges entre États membres. L'électricité produite à partir de sources nucléaires est généralement vendue sur le marché intérieur de l'électricité, où elle entre en concurrence avec toutes les sources d'électricité, y compris celles d'autres États membres.

(361) Par conséquent, la Commission répète que l'avantage accordé au bénéficiaire des mesures 1 à 3 menace de fausser la concurrence et d'affecter les échanges entre États membres. Étant donné que les trois mesures accordent des avantages à la production d'électricité en tant qu'activité concurrentielle, ici encore, un examen individuel des mesures aurait débouché sur la même conclusion.

8.1.4. *Conclusion sur l'existence de l'aide*

(362) La Commission conclut donc que l'AA, l'aide financière remboursable et le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques, en tant que mesures différentes relevant d'une même intervention de l'État, constituent une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE.

8.2. **Légalité de l'aide**

(363) Comme la Commission l'a souligné dans la décision d'ouverture ([150]), les mesures lui ont été notifiées le 15 mars 2022 et n'ont pas été mises en œuvre à ce jour. Leur mise en œuvre est en outre subordonnée à leur approbation par la Commission (voir considérant 190). Les autorités tchèques ont donc satisfait aux obligations de notification et de suspension prévues à l'article 108, paragraphe 3, du TFUE.

8.3. **Compatibilité des mesures avec le marché intérieur**

(364) Étant donné qu'il a été constaté que les mesures comportent une aide d'État, la Commission a également examiné si les mesures pouvaient être considérées comme compatibles avec le marché intérieur.

8.3.1. *Base juridique de l'appréciation*

(365) La Commission a apprécié la mesure notifiée à la lumière de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE, qui prévoit que la Commission peut déclarer «les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités ou de certaines régions économiques, quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun» comme étant compatibles.

8.3.2. *Condition positive: développement d'une activité économique*

8.3.2.1. Contribution au développement d'une activité économique

(366) L'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE prévoit que la Commission peut déclarer «les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités ou de certaines régions économiques, quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun» comme étant compatibles. Par conséquent, les aides compatibles au titre de cette disposition du traité doivent contribuer au développement de certaines activités économiques ([151]).

(367) Une intervention de l'État peut être nécessaire pour faciliter ou encourager le développement de certaines activités économiques qui, en l'absence d'aide, ne se seraient pas développées du tout ou ne se seraient pas développées au même rythme ou dans les mêmes conditions.

(368) Comme expliqué à la section 2 et à la section 4.4.1 de la décision d'ouverture, l'objectif des mesures faisant l'objet de la présente décision est de permettre l'investissement dans une nouvelle capacité de production d'énergie nucléaire et d'assurer son exploitation pendant une période prolongée. Plus précisément, le soutien fourni par l'État vise directement la construction, la mise en service et l'exploitation de la nouvelle capacité. Selon les autorités tchèques, l'AA vise à garantir que la centrale produira de l'électricité et permettra le remboursement de l'AFR (voir section 3.6). L'AFR est nécessaire pour permettre au promoteur du projet de couvrir une grande partie des coûts d'investissement du projet (voir section 3.7). La protection contre les changements législatifs est nécessaire pour abaisser le montant de l'aide nécessaire à la mise en œuvre du projet en réduisant certains risques considérés comme échappant au contrôle de l'investisseur (voir section 3.8).

([150]) Ibidem, considérant 157.
([151]) Arrêt de la Cour du 22 septembre 2020, Autriche/Commission, C–594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, points 20 et 24.

(369) Les trois mesures réduisent les principaux facteurs de risque qui résulteraient sinon d'investissements dans des actifs de production d'énergie nucléaire de grande envergure. Prises ensemble, elles réduisent considérablement le risque global que présente le projet pour l'investisseur. Comme l'ont indiqué les autorités tchèques, un certain nombre de projets d'investissement dans l'énergie nucléaire n'ont pas été mis en œuvre en raison de ces risques (voir considérant 220). Les mesures contribuent donc au développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie nucléaire en Tchéquie.

(370) La Commission rappelle que la Cour de justice a reconnu le développement de nouvelles capacités nucléaires comme une activité économique au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE ([152]) et a établi que l'article 107 TFUE pouvait s'appliquer aux investissements dans les centrales nucléaires ([153]).

(371) Par conséquent, la Commission considère que les mesures facilitent le développement de certaines activités économiques comme l'exige l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

8.3.2.2. Effet incitatif

(372) Une aide ne peut être considérée comme facilitant une activité économique que si elle a un effet incitatif. Une aide a un effet incitatif si elle incite le bénéficiaire à modifier son comportement de manière à ce qu'il développe l'activité économique visée par l'aide et que ce changement de comportement ne se produirait pas en l'absence d'aide.

(373) La Tchéquie a expliqué qu'en l'absence d'aide, l'investisseur ne disposerait pas des incitations nécessaires pour investir dans le développement de nouvelles capacités de production d'énergie nucléaire ([154]). Le marché se caractérise par une forte volatilité et un environnement réglementaire instable et l'économie des ressources nucléaires, caractérisée par des coûts d'investissement initial élevés, représente également un obstacle à l'entrée dans ce secteur. Sans soutien de l'État, les investissements dans l'énergie nucléaire ont peu de chances d'être rentables, compte tenu des incertitudes concernant l'évolution du marché de l'électricité.

(374) La Commission observe qu'en l'absence de soutien de l'État, le projet ne serait pas mis en œuvre, compte tenu de l'incertitude et de l'évolution rapide des conditions de marché actuelles et des défaillances du marché associées au développement de l'énergie nucléaire (à savoir l'ampleur des besoins en capital, la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché et la durée de l'exposition aux décisions politiques) ([155]).

(375) La Commission relève également que sans l'aide, le déficit de financement du projet ne serait pas comblé, compte tenu des coûts de financement plus élevés que le projet devrait probablement supporter en l'absence de l'AFR et compte tenu de l'absence de la stabilité offerte par l'AA. En outre, sans intervention de l'État, l'investisseur devrait supporter des risques supplémentaires considérables qu'atténueraient les mesures de soutien, tels que le risque lié aux prix du marché et le risque politique (voir considérant 498), ce qui tend à indiquer que l'investisseur escompterait un rendement comparativement plus élevé pour mettre en œuvre le projet sans aide.

(376) À la lumière de ce qui précède, la Commission considère que l'aide a un effet incitatif dans la mesure où elle incite le bénéficiaire à exercer une activité économique qu'il n'exercerait pas en son absence.

([152]) Ibidem, point 63.
([153]) Ibidem, point 32.
([154]) Voir considérant 163 de la décision d'ouverture.
([155]) Voir considérant 182 de la décision d'ouverture.

8.3.2.3. Conformité avec les dispositions pertinentes du droit de l'Union

(377) Comme expliqué dans la décision d'ouverture, la Cour de justice a jugé, dans l'affaire Hinkley Point C ([156]), qu'«une aide d'État qui viole des dispositions ou des principes généraux du droit de l'Union ne peut être déclarée compatible avec le marché intérieur». En ce qui concerne spécifiquement l'énergie nucléaire, la Cour a clarifié que, pour le secteur «relevant du traité Euratom, une aide d'État en faveur d'une activité économique appartenant à ce secteur, dont l'examen révèlerait qu'elle viole des règles du droit de l'Union en matière d'environnement, ne saurait être déclarée compatible avec le marché intérieur en application de cette disposition» ([157]).

(378) La Cour a par ailleurs a souligné que le droit dérivé, tel que la directive 2011/92/UE du Parlement européen et du Conseil du 13 décembre 2011 concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement ([158]), en vertu de laquelle certains projets sont soumis à une évaluation des incidences sur l'environnement, s'appliquait aux centrales nucléaires et autres réacteurs nucléaires.

(379) La Cour a également précisé que l'article 194 TFUE relatif à la politique de l'Union dans le domaine de l'énergie ne s'opposait pas aux investissements dans l'énergie nucléaire ([159]). Selon la jurisprudence ([160]), le choix de l'énergie nucléaire appartenant, selon le TFUE, aux États membres, il apparaît que les objectifs et les principes du droit de l'Union en matière d'environnement et les objectifs poursuivis par le traité Euratom ne sont pas en contradiction, de telle sorte que les principes de protection de l'environnement, de précaution, du pollueur-payeur et de durabilité ne peuvent être considérés comme s'opposant, en toutes circonstances, à ce que des aides d'État en faveur de la construction ou de l'exploitation d'une centrale nucléaire soient octroyées.

(380) Ainsi, le fait que le projet et les mesures concernent l'énergie nucléaire ne les rend pas incompatibles avec le marché intérieur. La Tchéquie a fait le choix de l'énergie nucléaire pour relever le défi de la décarbonation et répondre aux futurs problèmes d'adéquation des ressources et de sécurité de l'approvisionnement (voir section 2.2 ci-dessus).

(381) La Commission ne dispose d'aucun élément indiquant que le projet viole des dispositions du droit de l'environnement. Les autorités tchèques ont expliqué que le développement du projet avait été précédé d'une procédure approfondie et ouverte d'évaluation de l'impact environnemental (voir considérant 78) menée conformément aux exigences du droit dérivé de l'Union ([161]).

(382) Selon la jurisprudence, «[l]orsque la Commission fait application de la procédure en matière d'aides d'État, elle est tenue, en vertu de l'économie générale du traité, de respecter la cohérence entre les dispositions régissant les aides d'État et les dispositions spécifiques autres que celles relatives aux aides d'État et, ainsi, d'apprécier la compatibilité de l'aide en cause avec ces dispositions spécifiques. Toutefois, une telle obligation s'impose à la Commission uniquement s'agissant des modalités d'une aide à ce point indissociablement liées à l'objet de l'aide qu'il ne serait pas possible de les apprécier isolément. [...] En revanche, si la modalité en cause peut être détachée de l'objet de l'aide, la Commission n'est pas tenue d'apprécier sa conformité aux dispositions autres que celles relatives aux aides d'État dans le cadre de la procédure prévue par l'article 108 TFUE» ([162]).

([156]) Arrêt de la Cour du 22 septembre 2020, Autriche/Commission, C–594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, points 44 et 45.

([157]) La Commission souligne que cette mesure doit et devra être mise en œuvre conformément au droit dérivé correspondant, y compris à la législation qui n'a pas encore été adoptée à la date d'adoption de la présente décision. À cet égard, la Commission souhaite attirer l'attention sur la proposition de règlement du Parlement européen et du Conseil modifiant les règlements (UE) 2019/943 et (UE) 2019/942 afin d'améliorer l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (COM/2023/148), et en particulier sur les dispositions relatives au régime de soutien direct des prix sous la forme de contrats d'écart compensatoire bidirectionnels pour les investissements dans les centrales nucléaires, conformément au texte final du règlement lorsqu'il entrera en vigueur.

([158]) JO L 26 du 28.1.2012, p. 1.

([159]) Arrêt de la Cour du 22 septembre 2020, Autriche/Commission, C–594/18 P, ECLI:EU:C:2020:742, points 48 et 49.

([160]) Ibidem, point 49.

([161]) Directive 2011/92/UE du Parlement européen et du Conseil du 13 décembre 2011 concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement (JO L 26 du 28.1.2012, p. 1). Voir considérant 168 de la décision d'ouverture.

([162]) Voir arrêt du 3 décembre 2014, Castelnou Energía/Commission, T–57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, points 181 à 184 et autres références. Voir également arrêt du 30 novembre 2022, Autriche/Commission, T–101/18, ECLI:EU:T:2022:728, point 31.

(383) Le Tribunal a confirmé dans son arrêt relatif à l'aide d'État en faveur de la centrale nucléaire Paks II que la Commission n'était pas tenue de vérifier à l'égard de toute modalité d'une aide ou tout élément relatif à une aide — en l'absence de lien indissociable — qu'il était conforme au droit de l'Union ([163]). Dans cette affaire, le Tribunal avait également observé que «[l]a conduite d'une procédure de passation de marché public et l'éventuel recours à une autre entreprise pour la construction des réacteurs n'altéreraient ni l'objet de l'aide [...] ni le bénéficiaire de l'aide [...]» ([164]).

(384) En l'espèce, la Commission considère qu'il n'existe pas de «lien indissociable» entre les aspects relatifs aux aides d'État et aux marchés publics, car il est possible de les évaluer séparément. Les mesures d'aide d'État (l'AA, l'AFR et le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques) soutiennent l'activité (construction et exploitation d'une centrale nucléaire) indépendamment de la manière dont le contractant EPC est choisi. La mise en œuvre des mesures d'aide ne dépend pas non plus de l'application exacte des règles en matière de marchés publics. Les mesures examinées concernant l'aboutissement du processus de passation de marchés (c'est-à-dire les coûts d'investissement), qui servira de donnée d'entrée pour le modèle financier qui déterminera le prix d'exercice de l'AA ([165]). Même dans le scénario hypothétique où ces données d'entrée seraient gonflées à la suite d'une application incorrecte des exigences en matière de marchés publics, cela n'entraînerait pas de distorsions supplémentaires engendrées par les mesures d'aide examinées. En effet, un non-respect éventuel des règles relatives aux marchés publics ne pourrait produire des effets de distorsion que sur le marché des travaux de construction nucléaire, et non sur le marché de l'électricité. L'exploitation de la centrale et les conditions de commercialisation de l'électricité sont donc séparables des aspects de la construction de la centrale ayant trait aux appels d'offres. Il est donc possible pour la Commission d'apprécier la mesure sans évaluer les aspects du contrat EPC ayant trait aux appels d'offres, étant donné que ces aspects ne sont indissociablement liés ni à l'activité économique encouragée par l'aide ni aux modalités de celle-ci.

(385) Dans le domaine de l'énergie, toute taxe ayant pour but de financer une mesure d'aide d'État et faisant partie intégrante de cette mesure doit être conforme, en particulier, aux articles 30 et 110 TFUE ([166]).

(386) Selon une jurisprudence constante, pour que l'on puisse considérer une taxe comme faisant partie intégrante d'une mesure d'aide, il doit exister un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide en vertu de la règlementation nationale pertinente, en ce sens que le produit de la taxe est nécessairement affecté au financement de l'aide. Si un tel lien existe, le produit de la taxe influence directement l'importance de l'aide et, par voie de conséquence, l'appréciation de la compatibilité de cette aide avec le marché commun ([167]). En particulier, la taxe concernée doit être spécifiquement et uniquement perçue pour le financement de l'aide en cause ([168]).

(387) En outre, il ressort également de la jurisprudence qu'un tel lien d'affectation contraignant peut faire défaut lorsque le montant des aides octroyées est déterminé uniquement en fonction de critères objectifs, sans rapport avec les recettes fiscales affectées, et soumis à un plafond légal absolu ([169]). En particulier, la Cour a jugé qu'il n'y avait pas de lien d'affectation contraignant lorsque la règlementation nationale fixait le montant de l'aide entre une valeur minimale et une valeur maximale sans tenir compte des recettes générées par la taxe ([170]). De surcroît, la Cour a récemment jugé qu'un lien d'affectation contraignant entre la taxe et l'aide faisait défaut dans un cas où le montant des aides

([163]) Arrêt du 30 novembre 2022, Autriche/Commission, T–101/18, ECLI:EU:T:2022:728, point 32.

([164]) Arrêt du 30 novembre 2022, Autriche/Commission, T–101/18, ECLI:EU:T:2022:728, point 37. Le raisonnement concernant la nécessité d'un «lien indissociable» pour que la Commission apprécie la compatibilité de certaines modalités d'aide avec le droit de l'Union a été réaffirmé par la Cour dans l'arrêt Braesch. Voir arrêt du 31 janvier 2023, Commission/Braesch e.a., C–284/21 P, ECLI:EU:C:2023:58, points 96 à 99.

([165]) Plus précisément, les mesures du projet ne tiendront compte du résultat de la procédure d'appel d'offres EPC que dans la mesure où ce résultat a une incidence sur le calcul des dépenses d'investissement du projet, auquel cas il sera une valeur d'entrée du calcul des montants d'aide (par exemple, du calcul du montant exact de l'AFR ou du calcul du prix d'exercice de l'AA), ainsi qu'en ce qui concerne les capacités techniques de la centrale résultant du choix technologique opéré dans le contrat EPC.

([166]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent Netwerk Noord e.a., C–206/06, ECLI:EU:C:2008:413, points 40 à 59.

([167]) Arrêt du 22 décembre 2008, Régie Networks, C–333/07, ECLI:EU:C:2008:764, point 99 et jurisprudence citée.

([168]) Arrêt du 22 décembre 2008, Régie Networks, C-333/07, ECLI:EU:C:2008:764, points 100 et 104.

([169]) Arrêt du 20 septembre 2018, Carrefour Hypermarchés e.a., C–510/16, ECLI:EU:C:2018:751, point 21.

([170]) Arrêt du 27 octobre 2005, Distribution Casino France e.a., C–266/04 à C–270/04, C–276/04 et C–321/04 à C–325/04, ECLI:EU:C:2005:657, point 52.

octroyées était déterminé en fonction de critères sans rapport avec les recettes fiscales affectées et où la législation nationale prévoyait qu'un éventuel excédent de ces recettes par rapport à ces aides devait être réattribué, selon le cas, à un fonds de réserve ou au Trésor public, lesdites recettes faisant, en outre l'objet d'un plafond absolu, de telle sorte que tout excédent était également réattribué au budget général de l'État ([171]). Pour exclure l'existence d'un lien d'affectation contraignant, la Cour a également tenu compte du fait que, lorsque les recettes de la taxe ne suffisent pas à couvrir le montant total de l'aide, l'État membre concerné est tenu de combler l'écart par des contributions issues du budget général.

(388) En l'espèce, le financement de la mesure 1, comme indiqué ci-dessus (considérant 107), sera couvert par le ministère au moyen de ressources provenant: i) des recettes des ventes d'électricité de l'entité ad hoc; ii) d'une taxe perçue par les gestionnaires de réseau auprès des consommateurs finaux d'électricité, de manière similaire au financement actuel des SER; et iii) de contributions du budget de l'État. Toutefois, comme expliqué ci-dessus (considérant 41), si le prix d'exercice de l'AA est supérieur aux prix de marché de l'électricité, l'État devra financer la différence de prix au moyen de ressources d'État, à savoir au moyen du budget de l'État et/ou de taxes sur la consommation.

(389) La Tchéquie a en outre confirmé que, si une taxe peut contribuer au financement des mesures, celui-ci ne dépendrait pas d'une telle taxe et le budget de l'État couvrirait au besoin les coûts. Plus précisément, les excédents éventuels de la taxe seront réaffectés au budget général de l'État et les déficits éventuels seront couverts, en fin de compte, par le budget général de l'État (voir considérant 42).

(390) Il s'ensuit que l'éventuelle introduction d'une taxe dans le projet dans le cadre du financement de l'AA n'a pas d'incidence directe sur le montant de l'aide et, partant, ne fait pas partie intégrante de la mesure puisqu'elle n'est pas connectée à celle-ci par un lien d'affectation contraignant au sens de la règlementation nationale pertinente. Par conséquent, la conformité de la taxe avec les articles 30 et 110 TFUE n'est pas appréciée dans la présente décision.

(391) Enfin, la Commission observe que les autorités tchèques se sont engagées à remplir leur obligation de notifier le projet à la Commission en vertu de l'article 41 du traité Euratom.

(392) La Commission conclut dès lors que les mesures proposées ou l'activité soutenue ne violent, en tant que telles, aucune disposition pertinente du droit de l'Union.

8.3.2.4. Conclusion

(393) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que le projet remplit la première condition (positive) de l'appréciation de la compatibilité (à savoir que l'aide facilite le développement d'une activité économique).

8.3.3. *Condition négative: l'aide ne peut pas altérer indument les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun*

8.3.3.1. Détermination du marché affecté par l'aide

(394) Comme souligné dans la décision d'ouverture, le projet a été conçu afin de contribuer à décarboner le système énergétique de la Tchéquie et de répondre à un problème de sécurité de l'approvisionnement en électricité couvrant le marché tchèque (voir considérants 8 et suivants). Parallèlement, il a été établi que le marché tchèque était bien interconnecté dans la région Core ([172]) (voir considérant 16).

(395) À la lumière de ce qui précède, les marchés pertinents pour ce qui est de l'appréciation des mesures en cause sont les marchés de l'électricité en Tchéquie et le marché de l'électricité dans la région Core.

([171]) Arrêts du 20 septembre 2018, Carrefour Hypermarchés e.a., C–510/16, ECLI:EU:C:2018:751, point 22; et du 10 novembre 2016, DTS Distribuidora de Televisión Digital/Commission, C–449/14 P, ECLI:EU:C:2016:848, points 70 à 72.

([172]) La région Core comprend les frontières des zones de dépôt des offres entre l'Autriche, la Belgique, la Croatie, la Tchéquie, la France, l'Allemagne, la Hongrie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Pologne, la Roumanie, la Slovaquie et la Slovénie. Plus de détails, voir note de bas de page nº 8.

8.3.3.2. Détermination des effets positifs de la mesure d'aide

(396) Comme expliqué à la section 4.4.2.2 de la décision d'ouverture, la transition vers la neutralité climatique implique l'élimination progressive des combustibles fossiles, commençant par les plus polluants. La plupart des États membres ont déjà annoncé leurs plans d'abandon progressif du charbon au cours des années à venir ([173]). Le dernier PNEC de la Tchéquie fixe un objectif stratégique consistant à abandonner complètement l'utilisation du charbon pour la production d'électricité d'ici à 2033. Ces évolutions conduisent, selon les études du ČEPS (voir considérant 12), à des problèmes d'adéquation des capacités à moyen et à long terme. Cette tendance devrait être observée dans d'autres États membres qui abandonnent le charbon.

(397) Des investissements supplémentaires dans les sources d'énergie nucléaire fournissent des actifs de production fiables à faible intensité de carbone qui offrent un certain degré de flexibilité. En garantissant la sécurité de l'approvisionnement pendant l'abandon progressif des combustibles les plus polluants et en réduisant la dépendance à l'égard du gaz naturel, la production d'énergie nucléaire, avec de faibles émissions de carbone par MWh d'électricité produite, contribue (conjointement avec le développement des énergies renouvelables) à la réalisation des objectifs nationaux et européens en matière de décarbonation.

(398) Comme l'a expliqué la Tchéquie, le projet soutiendra aussi directement la réalisation des objectifs de REPowerEU, car il réduira la dépendance à l'égard des combustibles fossiles importés, soumis à des fluctuations de prix et à des risques géopolitiques, en renforçant donc également la sécurité énergétique.

(399) En outre, l'installation de nouvelles capacités de production d'énergie nucléaire contribue au maintien de la production nécessaire du côté de l'offre, ce qui est nécessaire pour faire face à l'augmentation attendue de la demande d'électricité en Tchéquie parallèlement aux mesures de réduction de la demande adoptées conformément à la directive relative à l'efficacité énergétique (voir considérant 15).

(400) La Commission observe que les autorités tchèques veilleront à ce que le projet soit conforme aux critères d'examen technique pour les activités économiques énoncés dans le règlement sur la taxinomie de l'UE ([174]). Bien que ce règlement ne crée pas d'obligations juridiquement contraignantes pour la construction ou l'exploitation de centrales nucléaires, ni d'exigences supplémentaires pour l'octroi d'aides d'État, il établit les critères permettant de déterminer si une activité économique est considérée comme durable sur le plan environnemental. L'engagement de la Tchéquie à respecter ces exigences permet de conclure que le projet est durable, ne causera de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux et est aligné sur une trajectoire «zéro net» d'ici à 2050.

(401) En particulier, pour la construction et l'exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles, l'annexe I, section 4.27, du règlement délégué de la Commission ([175]) établit un certain nombre de critères d'examen pour les investissements dans de nouveaux actifs de production d'énergie nucléaire. Ces critères incluent notamment l'obligation pour l'État membre de démontrer qu'il disposera, à la fin de la durée de vie utile estimée de la centrale nucléaire, de ressources correspondant au coût estimé de la gestion des déchets radioactifs et du déclassement, de disposer d'installations de stockage définitif opérationnelles pour tous les déchets radioactifs de très faible, faible et moyenne activité et de disposer d'un plan documenté indiquant en détail les étapes permettant de disposer, d'ici 2050, d'une installation de stockage de déchets radioactifs de haute activité, ainsi que la nécessité que le projet applique la meilleure technologie disponible et, à partir de 2025, utilise du combustible résistant aux accidents. Les autorités tchèques se sont engagées à satisfaire à toutes ces exigences (voir considérants 81 et 82).

([173]) https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/eu-coal-regions/coal-regions-transition_en.

([174]) Voir le règlement délégué (UE) 2022/1214 de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques (JO L 188 du 15.7.2022, p. 1).

([175]) Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.

(402) Si des tiers ont fait valoir que des fonctionnaires tchèques avaient fait part, dans des déclarations publiques, de leur intention de tenter d'influencer le processus législatif afin de modifier ou de reporter l'application des conditions de la taxinomie concernant la mise en service d'un dépôt en profondeur pour le stockage des déchets radioactifs de haute activité d'ici à 2050, la Commission ne dispose d'aucune information susceptible de remettre en cause l'engagement pris par les autorités tchèques. Le 11 janvier 2023, la Tchéquie a adopté la résolution gouvernementale n° 24 concernant l'obligation de satisfaire aux critères d'examen technique relatifs à la gestion des déchets radioactifs. Selon cette résolution, la Tchéquie mettra tout en œuvre pour satisfaire aux critères techniques énoncés dans la législation pertinente de l'UE, y compris mettre en service l'installation de dépôt géologique profond de déchets radioactifs d'ici à 2050 (voir considérants 81 et 82).

(403) À la lumière des considérations qui précèdent, la Commission conclut que le projet a des effets positifs sur le marché car il contribuera à la décarbonation du bouquet énergétique d'une manière durable sur le plan environnemental et renforcera la sécurité de l'approvisionnement. Étant donné que la région Core est bien interconnectée, ces effets positifs profiteraient probablement aux États membres voisins qui importent de l'électricité en provenance de Tchéquie.

8.3.3.3. Nécessité de l'intervention de l'État

(404) Afin de déterminer si une mesure d'aide est nécessaire, la Commission doit déterminer si la mesure cible une situation dans laquelle l'aide peut apporter une amélioration significative que le marché est incapable de produire lui-même. Une aide qui apporte une amélioration de la situation financière de l'entreprise bénéficiaire sans être nécessaire à la réalisation de l'objectif visé ne saurait être considérée comme compatible avec le marché intérieur.

(405) En l'espèce, la Tchéquie encourage les nouveaux investissements nucléaires comme cela est inscrit dans le traité Euratom afin de combler la pénurie dans la capacité nationale installée globale à laquelle elle sera bientôt confrontée en raison de la mise hors service prévue de centrales nucléaires et à combustibles fossiles existantes (voir considérants 8 et 19). La Commission doit évaluer si l'aide d'État est nécessaire pour réaliser l'objectif de promotion de nouveaux investissements nucléaires.

(406) Dans la décision d'ouverture, la Commission a expliqué que l'existence de défaillances du marché constituait un facteur pertinent pour apprécier la nécessité de l'aide et a reconnu certaines défaillances du marché qui nécessitaient une intervention de l'État en ce qui concerne le développement de l'énergie nucléaire ([176]). En particulier, pour les nouveaux investissements dans l'énergie nucléaire, la défaillance du marché est principalement imputable à trois facteurs: i) l'ampleur des besoins en capital; ii) la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché, qui sont eux-mêmes faussés par les interventions; et iii) la durée de l'exposition aux décisions politiques.

(407) Premièrement, l'ampleur des besoins en capitaux pour les investissements nucléaires est particulièrement importante. Si le coût moyen actualisé de l'énergie pour la production nucléaire n'est pas nécessairement plus élevé que pour d'autres technologies ([177]), la longue durée de vie et la vaste capacité de production des centrales nucléaires ne peuvent être comparées qu'aux plus grands projets hydroélectriques. Ces besoins en capital, qui atteignent plusieurs milliards d'EUR, sont encore exacerbés par des augmentations fréquentes et importantes des coûts d'investissement pour les installations nucléaires nouvellement construites. En effet, les investissements dans des centrales pionnières de génération III dans les pays de l'OCDE ont été affectés par des retards de construction ainsi que par des augmentations des coûts ([178]).

(408) Deuxièmement, une durée d'exploitation prévue de 60 ans rend difficile d'aligner la durée typique d'un investissement privé ou d'un prêt commercial sur la durée de vie du projet. Ce problème se pose d'autant plus sur les marchés actuels de l'électricité, qui sont considérablement modifiés par la transition énergétique et le déploiement rapide des énergies renouvelables, ainsi que par les réformes réglementaires accompagnant cette transition. Par conséquent, même les acteurs du marché les plus expérimentés peinent à effectuer des prévisions confortables des prix de l'électricité dans un avenir lointain et la plupart des échanges d'électricité se font à un horizon de cinq ans maximum.

([176]) Décision (UE) 2015/658 de la Commission, du 8 octobre 2014, concernant la mesure d'aide SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que le Royaume-Uni envisage de mettre à exécution à titre de soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point (considérants 382 à 385).

([177]) Voir AIE, Projected costs of generating electricity, édition 2020, https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf, p. 46.

([178]) AIE, Projected costs of generating electricity, édition 2020, p. 145.

(409) Enfin, l'énergie nucléaire continue de faire l'objet de controverses sociétales et politiques, et les investissements dans les actifs de production d'énergie nucléaire doivent tenir compte du risque de changement de politique.

(410) La Commission a également reconnu que la combinaison de ces éléments était propre à la technologie nucléaire ([179]) et constituait une caractéristique générale de tous les marchés de l'UE, y compris le marché tchèque de l'électricité.

(411) Les observations des parties intéressées ont corroboré l'appréciation préliminaire effectuée par la Commission dans la décision d'ouverture. La Commission note que, dans ses observations sur la décision d'ouverture, la Tchéquie a évoqué des conditions de marché défavorables plus récentes, augmentant considérablement les risques pour les nouveaux promoteurs de projets nucléaires, qui sont notamment le paysage macroéconomique et les pressions inflationnistes, les hausses des taux d'intérêt, ainsi que des événements uniques, tels que l'invasion de l'Ukraine par la Russie, qui a entraîné d'importantes perturbations du marché et des chaînes d'approvisionnement. Les autorités tchèques soutiennent donc qu'il est peu probable que des centrales nucléaires soient construites en l'absence d'aides d'État.

(412) Les autorités tchèques ont également attiré l'attention sur la volatilité accrue des marchés de l'énergie, due en partie à l'augmentation de la part des ressources ayant des coûts marginaux nuls, tels que l'énergie éolienne et solaire, mais aussi aux fluctuations des prix du gaz, qui rendent imprévisibles les rendements pour les acteurs du marché et limitent ainsi les incitations au développement de projets nucléaires de grande envergure, à moins que les investisseurs ne soient en mesure de couvrir leur exposition aux prix du marché. Toutefois, une couverture au moyen de contrats à long terme nécessite des contreparties disposées à accepter des prix suffisamment élevés pour assurer aux investisseurs un rendement adéquat sur une très longue période. Des avis similaires ont été présentés dans les observations de plusieurs tiers, qui ont conclu qu'il n'était pas possible, sur le marché européen actuel de l'électricité, de construire de nouveaux projets nucléaires sans le soutien de l'État.

(413) Comme expliqué dans un rapport conjoint de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) et de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN) ([180]), les tendances récentes en matière de construction de nouvelles installations nucléaires sur les marchés occidentaux font apparaître une augmentation significative des coûts ainsi que des retards de construction. Cela peut s'expliquer en partie par le fait que de nouveaux projets ont été lancés après une longue interruption de la construction nucléaire, qui a considérablement érodé la chaîne d'approvisionnement nucléaire et les capacités de l'industrie, et en partie par un manque de maturité de la conception et de la planification de l'exécution au début de la construction, ainsi que par un contexte politique de plus en plus incertain. Selon le rapport, cette situation a érodé la confiance des parties prenantes dans la capacité de l'industrie nucléaire à réaliser de nouveaux projets de construction et a accru la perception du risque d'investissement, en intimidant les investisseurs et en réduisant encore les chances d'attirer des financements pour de futurs projets.

(414) Les auteurs du rapport expliquent toutefois que, dans d'autres pays tels que la Chine et la Corée, de nouveaux investissements nucléaires sont réalisés dans les délais et sans dépassement de budget, et concluent que l'écart avec les pays occidentaux ne peut s'expliquer uniquement par des conditions spécifiques au site. Par conséquent, les défis rencontrés dans les pays occidentaux ne sont pas inhérents à la technologie elle-même, mais dépendent des conditions dans lesquelles les projets sont développés et mis en œuvre et des interactions entre les différentes parties prenantes.

(415) La Commission rappelle les observations de tiers qui avaient soutenu que l'approvisionnement énergétique pouvait également être garanti par des technologies moins chères et qui avaient estimé que des subventions dans le secteur nucléaire ralentiraient les progrès accomplis en ce qui concerne d'autres technologies moins coûteuses et plus respectueuses du climat. Les autorités tchèques ont fait valoir que, si le potentiel des énergies renouvelables en Tchéquie était limité, un renforcement à la fois de la production d'énergie nucléaire et de la production d'énergies renouvelables occupait une place importante dans la stratégie nationale en matière d'énergie et de climat (voir considérant 21). Elles soutiennent également que, si les investissements dans l'éolien interviendraient plus tard avec le projet que sans celui-ci, le développement global de l'énergie éolienne serait identique dans les deux cas de figure (voir considérant 270). Cette explication est plausible. En effet, les investissements dans les capacités de production

([179]) Décision (UE) 2015/658 de la Commission, du 8 octobre 2014, concernant la mesure d'aide SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) que le Royaume-Uni envisage de mettre à exécution à titre de soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point, considérant 385.

([180]) Projected costs of generating electricity, édition 2020, disponible à l'adresse suivante: https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition.

d'énergie éolienne et solaire peuvent être réalisés beaucoup plus rapidement que le projet et à un coût d'investissement moins élevé. Ils sont néanmoins limités par d'autres facteurs, tels que les sites disponibles et la capacité de raccordement au réseau. En outre, l'incidence limitée attendue du projet sur les prix du marché de gros (2 EUR/MWh) laisse penser qu'il aurait peu d'effets sur les investissements dans les énergies renouvelables. Les incitations apportées grâce à la formule de l'AA pour maximiser la production aux heures à prix élevés et pour la réduire aux heures à prix bas réduisent néanmoins aussi l'impact concurrentiel de la mesure sur les investissements dans les énergies renouvelables fondés sur le marché, étant donné que les actifs de production d'énergies renouvelables sont susceptibles de fonctionner particulièrement souvent en période de prix bas (étant donné que, durant ces périodes, les ressources renouvelables disponibles sont nombreuses, ce qui réduit les prix du marché).

(416) Un autre répondant a fait valoir que les prix de l'électricité devraient être élevés au cours des décennies à venir. Les prévisions des prix de l'électricité établies sur de longues périodes comportent une incertitude importante. Dans l'hypothèse où les prix de l'électricité seraient nettement plus élevés que prévu, l'AA et le mécanisme de partage des gains fourniront des recettes à l'État tchèque, en limitant ainsi la surcompensation au profit de ČEZ. Si, en revanche, les prix du marché sont inférieurs aux prévisions, notamment en raison d'une demande plus faible que prévu ou d'un déploiement rapide des énergies renouvelables, le projet serait dans l'impossibilité de supporter ses coûts d'investissement en l'absence de la mesure.

(417) La Commission conclut qu'il existe des défaillances du marché clairement identifiées en ce qui concerne les investissements dans de nouvelles sources d'énergie nucléaire en Tchéquie. Compte tenu de la longueur de la période d'investissement, il n'est pas suffisamment certain que les prix de l'énergie actuellement élevés le restent assez longtemps pour avoir une incidence sur cette appréciation. Compte tenu du manque de capacités de production d'électricité suffisantes en Tchéquie, de ces défaillances du marché et de l'objectif stratégique de la politique énergétique de la Tchéquie, qui vise à assurer une autosuffisance relative en matière de production d'électricité parallèlement à la décarbonation à long terme de la production d'électricité, un soutien de l'État en faveur de la construction du projet en Tchéquie apparaît nécessaire.

(418) En effet, il demeure peu probable que les forces du marché soient à elles seules capables de garantir la fourniture en temps utile de la même capacité nucléaire que le projet, ce qui est nécessaire pour faciliter le développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie nucléaire en Tchéquie.

(419) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que l'aide d'État est nécessaire pour garantir le développement de nouvelles capacités nucléaires en Tchéquie. La Commission conclut également que les mesures ont un effet incitatif sur le bénéficiaire, ce qui garantit que le projet sera réalisé avec succès.

8.3.3.4. Caractère approprié de l'aide

(420) La Commission doit déterminer, dans son appréciation, si la mesure proposée constitue un instrument d'intervention approprié pour répondre à son objectif, qui est, en l'espèce, d'encourager le développement de la production d'énergie nucléaire afin de compenser un futur déficit d'approvisionnement.

(421) Dans la décision d'ouverture, la Commission a relevé que la Tchéquie avait envisagé plusieurs autres mécanismes de soutien pour encourager les investissements dans la production d'énergie nucléaire, tels que des crédits d'impôt, des mécanismes de capacité, des aides directes aux investissements, la mise en place d'un modèle de prix d'investissement régulés (BAR), etc., qui ont tous été jugés moins appropriés que les mesures finalement sélectionnées pour fournir une aide.

(422) La Commission convient que ces autres instruments d'intervention seraient probablement insuffisants à eux seuls pour atteindre les mêmes résultats, compte tenu des spécificités du projet et de l'ampleur des besoins en ressources financières. En particulier, la simple suppression de l'une des trois mesures sans apporter d'autres ajustements laisserait sans réponse des risques majeurs supportés par l'investisseur, car chacune des trois mesures répond à une défaillance du marché différente ([181]). Si les autres mécanismes de soutien portent principalement sur d'autres sources de financement (crédits d'impôt), ils ne réduisent pas nécessairement l'incidence sur la concurrence. Les mécanismes de capacité et les modèles de BAR sont des concepts généraux qui peuvent prendre de nombreuses formes. La procédure formelle d'examen n'a pas apporté la preuve que, pour la mesure concrète en cause, ces concepts auraient apporté des solutions plus appropriées aux défaillances du marché évoquées.

([181]) Voir considérant 187 de la décision d'ouverture.

(423) Toutefois, dans sa décision d'ouverture, la Commission s'est interrogée sur la question de savoir si la combinaison des trois mesures (à savoir l'AFR, l'accord d'achat de la production et la protection contre les changements législatifs) pouvait être considérée comme appropriée pour accorder une aide d'État et s'est demandé si un degré plus élevé d'exposition aux risques du marché aurait été plus approprié. Plus précisément, la Commission a estimé que la combinaison des trois mesures et la mise en place initiale du projet étaient susceptibles d'éliminer d'importants risques de marché et, partant, d'entraver certaines incitations à adopter un comportement concurrentiel.

(424) La Commission a également émis des doutes quant à la question de savoir si la combinaison de ces trois mesures était appropriée pour assurer le développement du projet alors que, par le passé, un nombre plus limité de mesures qui auraient pu être moins interventionnistes semble avoir été suffisant pour permettre l'investissement.

(425) En outre, la Commission s'est interrogée sur la question de savoir si l'équilibre proposé par la Tchéquie en utilisant plusieurs instruments était le bon, et si utiliser d'autres instruments, ou n'en retenir que certains, pourrait permettre d'atteindre les mêmes objectifs avec moins d'aides ou de distorsions de la concurrence.

(426) Les arguments avancés par les autorités tchèques à l'appui de la combinaison des mesures proposées ont trait aux principales défaillances du marché auxquelles les mesures sont censées répondre, telles que décrites à la section 4.1, notamment l'ampleur des besoins en capital, la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché et la durée de l'exposition aux décisions politiques. La Commission a déjà reconnu qu'en raison de ces risques, le projet n'aurait pas été entrepris par un investisseur privé dans les conditions normales du marché ([182]).

(427) Comme expliqué ci-dessus (voir considérants 83 à 106), au cours de la procédure formelle d'examen visant à dissiper les doutes de la Commission quant au degré d'exposition du projet aux risques de marché, la Tchéquie a intégré l'exposition aux prix du marché à la formule de calcul du règlement ex-post d'EDU II et a abaissé la durée de l'accord d'achat de la production à 40 ans, augmentant ainsi l'exposition du projet aux risques de marché. Cela signifie également qu'EDU II a des incitations économiques à optimiser la production d'électricité de manière à maximiser l'appel en période de prix élevés tout en le réduisant (et, par exemple, en programmant la maintenance) en période de prix bas. Cela réduit l'effet de distorsion de la mesure.

(428) La Commission rappelle en outre qu'elle avait jugé appropriée une combinaison similaire de mesures dans l'affaire Hinkley Point C ([183]).

(429) La Commission considère que la combinaison des trois mesures, telles que notifiées par la Tchéquie dans le cadre de la procédure formelle d'examen, et la configuration correspondante du projet constituent un instrument approprié pour permettre l'investissement dans la centrale. La Commission estime que les trois mesures combinées sont nécessaires pour remédier aux défaillances du marché qui affectent le développement de nouvelles centrales nucléaires.

(430) Premièrement, en présence de telles défaillances à long terme des marchés de capitaux, la fourniture de l'AFR ne suffirait pas, en soi, à permettre l'investissement dans une nouvelle installation nucléaire car elle ne répond qu'au besoin d'obtenir des fonds propres pour la construction de la nouvelle unité nucléaire, mais ne traite pas les problèmes spécifiquement liés à l'énergie nucléaire, par exemple les risques spécifiques à la construction et au cycle de vie complexe de ladite installation. L'AFR fournit la quasi-totalité du capital nécessaire à la construction de la

([182]) Considérant 152 de la décision d'ouverture.

([183]) Voir décision de la Commission du 8 octobre 2014 concernant la mesure d'aide SA.34947 relative au soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point, considérants 392 à 405. En particulier, dans l'affaire Hinkley Point C, la combinaison du CEC avec la garantie de crédit et l'accord du secrétaire d'État (concernant la protection contre les changements législatifs et/ou stratégiques) avait été considérée comme un instrument approprié pour fournir une aide. Pour le projet, l'utilisation de l'AFR a été préférée à une garantie publique car i) l'AFR élimine le risque d'un déficit de financement commercial pour le projet; ii) l'AFR offre une solution plus rapide pour organiser la formule de financement globale par rapport à une facilité de prêt commerciale; et iii) l'AFR entraînerait une baisse du coût de la dette compte tenu des prêts directs accordés par l'État ainsi que de la réduction des frais liés à l'obtention et à l'engagement de fonds sur l'ensemble de la période de construction. Voir considérant 166 ci-dessus pour plus de détails.

nouvelle centrale nucléaire, tandis que l'accord d'achat de la production permet à l'investisseur d'engager des fonds propres dans le projet. L'AFR ne garantirait toutefois pas, à elle seule, que le prêt puisse être remboursé, et des périodes de prix bas pourraient compromettre la viabilité du projet. L'AFR repose donc elle-même sur l'existence de l'accord d'achat de la production et est intrinsèquement liée à celui-ci, étant donné que la notation du projet tient compte de l'existence de l'AA. Seules les recettes garanties de l'AA pourraient compenser le profil de risque à long terme du projet.

(431) En outre, la Commission considère que l'AFR est appropriée pour permettre l'investissement et remédier aux défaillances à long terme du marché des capitaux, également par rapport à une garantie publique sur une facilité de prêt fondée sur le marché, car elle répond au risque de ne pas obtenir un financement suffisant auprès de prêteurs privés pour permettre la mise en œuvre du projet, elle garantit une baisse du coût de la dette et des frais liés à l'obtention et à l'engagement de fonds sur l'ensemble de la période de construction et elle offre une solution plus rapide pour organiser la formule de financement, y compris en cas d'augmentation des coûts. Étant donné que toute augmentation du coût d'investissement aurait une incidence directe sur le calcul du prix d'exercice, l'AFR permet de fixer un prix d'exercice plus bas dans l'AA (voir considérant 171), ce qui réduit le coût global de la mesure.

(432) Deuxièmement, l'AA d'une durée de 40 ans répond au besoin d'assurer la stabilité des prix et la prévisibilité des taux de rendement des capitaux propres, qui revêtent une importance particulière pour les investissements de cette ampleur et de cette durée et sont dès lors essentiels pour permettre l'investissement. En ce sens, l'AA remédie à la défaillance du marché relative à la durée de l'exposition aux signaux de prix du marché mentionnée ci-dessus.

(433) Troisièmement, les compensations accordées en cas de formes politiques ou législatives de pénalisation discriminatoire des technologies nucléaires (à savoir la protection contre les changements législatifs) éliminent les risques supplémentaires pouvant être attribués spécifiquement à l'énergie nucléaire (essentiellement le risque de blocage des investissements en raison de modifications du cadre législatif, par exemple pour des motifs d'ordre politique). Les ajustements des valeurs d'entrée dans la formule de l'AA en cas d'augmentations des coûts dues à des motifs légitimes répondent également au risque d'augmentations des coûts inhérent aux investissements dans la production d'énergie nucléaire.

(434) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que la combinaison de l'accord d'achat d'une durée de 40 ans, de l'AFR et du mécanisme de protection contre les changements législatifs, telle que structurée dans les mesures notifiées, constitue un ensemble d'instruments appropriés pour fournir une aide d'État dans le cadre du projet.

8.3.3.5. Proportionnalité

(435) Pour évaluer la proportionnalité d'une mesure, la Commission doit s'assurer qu'elle est limitée au minimum qui permet l'exécution réussie du projet pour la réalisation de l'objectif poursuivi.

(436) Dans la décision d'ouverture, la Commission a expliqué que l'appréciation de la proportionnalité devait tenir compte de la combinaison de mesures de soutien proposée par les autorités tchèques. La mesure notifiée suscitait trois grands types de préoccupations en rapport avec la proportionnalité qui sont pertinentes aux fins de l'appréciation réalisée par la Commission.

(437) Premièrement, la durée notifiée de l'accord d'achat de la production (60 ans) a été jugée trop longue, car elle dépassait largement la période prévue pour le remboursement de l'AFR ainsi que la durée des mesures de soutien direct des prix dans les précédents investissements nucléaires ([184]). Dans la décision d'ouverture, la Commission s'est interrogée sur la question de savoir si la compensation des coûts d'investissement du projet ne devait pas être davantage alignée sur les modalités et la durée du remboursement de l'AFR.

([184]) Ibidem, considérants 197 et 198. En particulier, pour la centrale Hinkley Point C, l'accord d'achat de la production avait été conclu pour une durée de 35 ans, tandis que dans le cas de PAKS II, la période de remboursement de l'AFR n'était que de 21 ans et la mesure n'était accompagnée d'aucune autre forme d'aide au fonctionnement.

(438) Deuxièmement, le taux de rendement envisagé a été jugé trop élevé pour pouvoir exclure une surcompensation, compte tenu de la combinaison des mesures de soutien notifiées et du profil de risque qui en résulte pour le projet. En particulier, l'AAE à prix fixe initialement notifié transférait à la fois les risques de prix et de marché à l'entité ad hoc, et, partant, à l'État, tandis que l'aide financière remboursable réduisait considérablement le risque financier en offrant un financement à des conditions très attrayantes, sans qu'un quelconque taux d'intérêt ne soit appliqué pendant la période de construction. Enfin, le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques fournissait une protection contre les changements stratégiques et d'autres événements échappant au contrôle d'EDU II. Il s'agit notamment des modifications apportées aux politiques nationales tchèques dans le domaine de l'énergie nucléaire, des décisions de ne pas octroyer les autres mesures de soutien ou de mettre fin à la mise en œuvre en rejetant les soumissionnaires introduisant une offre pour la construction de la centrale mais aussi des augmentations des coûts dues à une liste exhaustive de motifs légitimes. Compte tenu de la répartition des risques entre le bénéficiaire et l'État, la Commission a estimé que l'inclusion de la prime pour construction et exploitation d'une centrale nucléaire dans l'estimation réalisée au moyen du MEDAF n'était pas justifiée.

(439) En outre, la Commission a émis des doutes quant à la question de savoir si le mécanisme de surcompensation proposé par la Tchéquie empêcherait suffisamment la surcompensation, compte tenu notamment du fait qu'il inclut une répartition de la charge de 50:50 entre l'État et EDU II ([185]).

(440) Troisièmement, la Commission s'est demandé si le fait que ČEZ, l'opérateur historique, ait été choisie comme promoteur de projet sans qu'il y ait de procédure de sélection ouverte pouvait vouloir dire que le soutien nécessaire au projet était plus élevé qu'il ne l'aurait été autrement.

(441) Dans les sections ci-dessous, ces questions seront examinées à la lumière des modifications des mesures de soutien proposées par les autorités tchèques, avant de tirer des conclusions finales sur le train de mesures d'aide dans son ensemble.

8.3.3.5.1. L'accord d'achat

8.3.3.5.1.1. Durée de l'AA

(442) Comme indiqué au considérant 437, la durée notifiée de l'accord d'achat de la production (60 ans) a été jugée trop longue. La Commission a estimé que la compensation des coûts d'investissement du projet devait être alignée sur les modalités et la durée du remboursement de l'AFR, qui est d'environ 30 ans dans le scénario de base présenté par les autorités tchèques.

(443) La Tchéquie a fait valoir qu'une période «tampon» entre la durée de l'AA et le remboursement de l'AFR était nécessaire pour garantir que le projet reste financièrement viable, notamment pour s'assurer que l'AFR puisse être intégralement remboursée lors d'éventuels événements défavorables. Plus précisément, les autorités tchèques ont présenté des données de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) montrant que les récents projets nucléaires de grande envergure avaient mis beaucoup de temps avant d'être en mesure de stabiliser l'appel de l'actif et d'atteindre ainsi le facteur de charge cible qui permettrait de financer le projet.

Tableau 9

Temps de stabilisation du facteur de charge

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, considérant 205.

(444) Les autorités tchèques ont présenté une révision de la durée de l'AA, qui passe de 60 à 40 ans. Cette durée est davantage alignée sur celle de l'AFR, bien qu'elle la dépasse encore de manière considérable. S'il est justifiable, compte tenu des difficultés techniques rencontrées dans d'autres projets après la mise en service de la centrale, de prévoir une certaine période pour permettre à la centrale de se stabiliser après sa mise en service, cette durée se situe dans la fourchette supérieure des durées observées dans d'autres projets.

(445) Il importe néanmoins d'observer que le début de la période contractuelle de l'AA n'est pas nécessairement identique au début de l'exploitation de la centrale. En réalité la période d'achat de la production commence à la première des deux dates suivantes: i) la date de démarrage, c'est-à-dire le jour où la centrale exporte de l'électricité pour la première fois dans le réseau, EDU II ayant fait savoir à l'État/à l'entité ad hoc qu'elle souhaitait que cette date soit fixée sous réserve d'échéances à définir dans l'AA; ou ii) la date d'échéance, c'est-à-dire le jour suivant le dernier jour du délai de mise en service cible, qui court pendant cinq ans à compter de la date de mise en service cible (voir note de bas de page n° 39). La date de mise en service cible sera reportée afin de tenir compte de tout retard causé par des événements constituant des motifs légitimes. Ainsi, en cas de retard pour des raisons ne relevant pas de motifs légitimes, la période couverte par l'AA sera raccourcie en conséquence. Si cela fournit une période «tampon» de cinq ans en cas de retard, compte tenu des retards récents dans les projets nucléaires relatifs aux centrales de troisième génération, des retards de plus de cinq ans constituent un risque considérable. Compte tenu du risque de raccourcissement de la période de l'AA combiné au temps nécessaire pour stabiliser la production de la centrale après sa mise en service, la période de l'AA correspond approximativement à la période de remboursement de l'AFR.

(446) Enfin, si des dépassements de coûts devaient se produire, il ne peut être exclu que le remboursement de l'AFR nécessite, en partie, un refinancement au moyen de prêts privés fondés sur le marché. Dans ce cas, le remboursement des coûts d'investissement ne serait plus directement associé à la période de l'AFR (voir considérant 180). En particulier, si les recettes issues du marché réalisées au cours de la période de l'AA ne suffisent pas à couvrir les coûts de remboursement de l'AFR, des prêts fondés sur le marché pourraient être utilisés pour financer une partie des coûts de remboursement de l'AFR. Le remboursement de ces prêts fondés sur le marché serait alors effectué après le remboursement de l'AFR, au moyen des recettes issues du marché réalisées au cours de la période postérieure à l'AA.

(447) Dans leur ensemble, les éléments exposés ci-dessus suffisent pour que la Commission considère une durée de 40 ans pour l'AA comme proportionnée.

(448) La Commission fait remarquer que cela ne signifie pas que le projet serait viable avec une durée de vie utile de seulement 40 ans. En effet, le modèle financier suppose une durée de vie utile de 60 ans et compte sur les recettes issues du marché réalisées après la fin de la période de l'AA pour atteindre le TRI des fonds propres cible de [9-11] %. Si l'analyse de sensibilité prenant pour hypothèse des prix de marché bas après la fin de la période de l'AA montre que la centrale pourrait cesser ses activités à ce stade en raison de l'absence d'incitations financières (voir considérant 148), cela ne signifie pas que l'investissement serait réalisé dans l'optique d'une durée de vie utile de seulement 40 ans. En réalité, pour rendre l'investissement viable, l'investisseur doit supposer une forte probabilité d'un environnement de marché permettant la poursuivre de l'exploitation de la centrale après la période de l'AA. Le TRI cible est fixé sur l'ensemble de la durée de vie du projet de 60 ans. Si les prix de marché après la période de l'AA devaient être nettement inférieurs aux prévisions, cela aurait une incidence négative sur le rendement de l'investissement réalisé, en faisant passer le TRI sous la cible de [9-11] %.

8.3.3.5.1.2. Compensation prévue par la formule de rémunération

(449) Comme indiqué aux considérants 88 à 91, la formule de rémunération figurant dans l'AA se compose de deux éléments: le règlement ex post et l'exposition au marché. Cette structure ressemble à celle d'un contrat d'écart compensatoire bidirectionnel (CEC) ([186]) et a donc des effets similaires en termes de stabilité des recettes et de limitation de la surcompensation, ainsi qu'au niveau des incitations à exploiter efficacement la centrale. Dans la présente section, la Commission évaluera les aspects liés à la proportionnalité (compensation), tandis qu'à la section 8.3.3.6.2, elle évaluera les aspects ayant trait aux incitations à une exploitation efficace.

([186]) Par exemple, pour Hinkley Point C, une formule similaire de CEC a été utilisée.

(450) L'élément relatif à un règlement ex-post annuel garantit la stabilité des recettes de la centrale, tout en limitant la compensation. Cet élément couvre la centrale contre le risque d'évolutions incertaines des prix moyens du marché et, vu qu'il est calculé pour un volume de référence fixe (sous réserve des ajustements de la formule décrits aux considérants 88 et 90), il offre également une couverture contre les risques liés aux volumes. D'une part, l'élément relatif au règlement garantit qu'après chaque année, la centrale nucléaire reçoive tout complément aux prix moyens du marché nécessaire pour parvenir à la rémunération cible. En particulier, si la moyenne annuelle ex-post des prix horaires du marché au comptant sur le marché à un jour (c'est-à-dire le prix de référence) est inférieure au prix d'exercice, le montant du règlement apporte la rémunération qui n'a pas été fournie par le marché. D'autre part, l'élément relatif au règlement garantit que si le prix moyen annuel du marché est plus que suffisant pour atteindre la rémunération cible, l'excédent (c'est-à-dire la différence entre le prix de référence et le prix d'exercice) sera remboursé par la centrale afin d'éviter toute surcompensation.

(451) En ce qui concerne les ajustements apportés à l'élément de la formule de rémunération de l'AA relatif au règlement ex-post, tels que décrits aux considérants 88 et 90, le premier ajustement [lorsque le prix de référence (p') est supérieur aux coûts d'exploitation variables (c)] offre une sécurité supplémentaire concernant les recettes de la centrale en cas d'indisponibilité imprévue au cours d'années où les prix moyens du marché sont élevés. Le remboursement est ensuite limité à la différence entre le prix de référence et le prix d'exercice, multipliée par la quantité réelle au lieu de la quantité de référence. Le deuxième ajustement [lorsque le prix de référence du marché (p') est égal ou inférieur au coût d'exploitation variable (c)] introduit un plafonnement de l'élément relatif au règlement et limite ainsi la surcompensation. Par exemple, dans les situations où les prix du marché sont très bas et où la centrale est encouragée à réduire efficacement la production, la compensation offerte par l'élément relatif au règlement est limitée à la différence entre le prix d'exercice et les coûts d'exploitation pour la quantité de référence. La Commission considère donc que l'élément relatif au règlement ex-post, y compris les ajustements, garantit que la centrale ne reçoive pas une compensation plus élevée que nécessaire pour atteindre la rémunération cible, tout en assurant la stabilité des recettes et en offrant des incitations à une exploitation efficace.

(452) En outre, comme expliqué à la section 8.3.3.6.2, la formule de rémunération du CEC dans l'AA incite efficacement la centrale électrique à maximiser ses bénéfices, au lieu de l'inciter à maximiser sa production. Cet effet sur la rentabilité ressort également du fait que les autorités tchèques estiment que la centrale enregistre en moyenne des recettes plus élevées et des coûts plus faibles avec la formule de rémunération du CEC que dans le cadre d'une maximisation de la production (voir considérant 150). Par conséquent, remplacer l'approche fondée sur un AA à prix fixe par l'approche fondée sur l'inclusion d'une formule dans l'AA entraîne une diminution du déficit de financement (grâce à des recettes escomptées plus élevées et à des coûts escomptés plus bas), réduisant ainsi le prix d'exercice et le montant d'aide nécessaire.

8.3.3.5.1.3. Mécanisme de surcompensation

(453) Dans la décision d'ouverture, la Commission a exprimé des doutes quant au fait que le mécanisme de partage des gains sur fonds propres proposé par la Tchéquie préviendrait suffisamment les surcompensations et a considéré que le facteur de partage de 50:50 n'était pas aligné sur la répartition des risques entre le bénéficiaire et l'État telle qu'elle découlait de la mesure initialement notifiée.

(454) Premièrement, la Commission rappelle que, comme expliqué dans la section précédente, la méthode de rémunération révisée dans le cadre de l'AA atténue le risque de surcompensation dans les situations où les prix du marché sont élevés, étant donné que l'exploitant est tenu de restituer à l'entité ad hoc les recettes du marché dépassant le prix d'exercice de l'accord d'achat. Il est admis qu'une rémunération à prix fixe par unité d'électricité produite, telle que notifiée initialement par la Tchéquie, aurait eu un effet similaire, alors qu'elle aurait été appliquée sur une période plus longue (c'est-à-dire sur la durée de vie de l'actif, par rapport à la durée maximale de 40 ans de l'AA). La Commission observe toutefois que les résultats de la modélisation montrent que les incitations à une exploitation efficace intégrées à la formule de rémunération révisée de l'AA sont susceptibles de se traduire par des diminutions du PE par rapport à un accord d'achat de la production à prix fixe, en raison de coûts d'exploitation plus faibles et de rendements de marché plus élevés, et, de ce fait, par des niveaux d'aide plus faible sur l'ensemble de la durée de l'AA.

(455) Deuxièmement, en ce qui concerne le facteur de partage des gains, la Commission relève que la Tchéquie maintient un partage à 50:50 pendant la durée de l'AA et l'augmente légèrement à 60:40, au profit du bénéficiaire, pendant les 20 années suivant l'expiration de l'AA. La Tchéquie justifie cette augmentation par la nécessité de refléter une exposition accrue du bénéficiaire au risque lié aux prix du marché. La Commission convient que la réduction de la durée de l'AA à 40 ans augmente le profil de risque global du projet, étant donné qu'elle introduit un risque lié aux prix du marché pendant une période considérable couvrant un tiers de la durée de vie prévue de l'actif. La Commission considère par conséquent que les facteurs de partage des gains révisés sont alignés sur le profil de risque global plus élevé du projet résultant des ajustements apportés à la mesure 1, en particulier de la réduction de la durée du soutien direct des prix. Le mécanisme de partage des gains sur fonds propres garantira que tout avantage en faveur d'EDU II sera partagé avec l'État tout en incitant suffisamment EDU II à chercher à obtenir de tels avantages, au moyen, par exemple, de réduction des coûts.

(456) La Tchéquie souligne que, même avec son léger ajustement après la période de l'AA, le facteur de partage proposé assure un partage plus important entre l'exploitant et l'État (à savoir 50:50 pendant la période de l'AA et 60:40 pendant le restant de la durée de vie de la centrale) que cela n'avait été le cas lors d'un précédent investissement nucléaire dans la centrale Hinkley Point C (HPC), pour lequel la Commission avait jugé proportionné un facteur de partage initial de 70:30, applicable à partir d'un TRI du projet supérieur à celui de la présente affaire. La Commission observe que le mécanisme de partage des gains sur fonds propres dans l'affaire HPC était en réalité fondé sur deux seuils, de sorte que les facteurs de partage entre le bénéficiaire et l'État passaient de 70:30 à 40:60 lorsque le TRI des fonds propres réalisé était supérieur au second seuil (plus élevé). Dès lors, le mécanisme de partage des gains sur fonds propres de HPC ne prévoit pas, dans toutes les circonstances possibles, un facteur de partage moins favorable pour l'État que le mécanisme du projet. Parallèlement, la Commission considère que le mécanisme de partage des gains de HPC n'est pas nécessairement une valeur de référence appropriée pour évaluer le mécanisme de surcompensation proposé du projet, étant donné qu'il existe des différences significatives entre les projets en ce qui concerne leur profil de risque, les circonstances du marché et les ensembles de mesures de soutien.

(457) Troisièmement, les autorités tchèques ont également fait référence à la procédure d'appel d'offres concurrentielle EPC qui, selon elles, comporte un mécanisme fondé sur le marché, éliminant les éventuels aléas indus dans les hypothèses de coûts d'investissement sous-jacentes du modèle financier. La Commission convient que la mise en œuvre d'une procédure de mise en concurrence pour la sélection du contractant EPC dans le cadre de laquelle les fournisseurs potentiels soumettent des offres concurrentes en vue de remporter le contrat est susceptible d'offrir un meilleur rapport qualité-prix que, par exemple, une attribution directe (c'est-à-dire sans mise en concurrence) du contrat EPC. Par conséquent, étant donné que les coûts d'investissement utilisés dans le modèle financier pour calibrer le prix d'exercice de l'AA sont déterminés dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres concurrentielle, ils peuvent contribuer à réduire les risques de surcompensation.

(458) Enfin, la Commission relève que les gains de l'entité ad hoc résultant d'ajustements relatifs à la surcompensation prendront soit la forme d'une somme forfaitaire versée par le bénéficiaire à l'entité ad hoc, soit entraîneront une réduction du PE de l'AA, ce qui réduira le montant de l'aide à fournir par l'État pendant toute la période d'exploitation de la centrale.

(459) Compte tenu des arguments qui précèdent, la Commission considère que les mécanismes de contrôle de la surcompensation prévus par la formule de rémunération de l'AA et le mécanisme révisé de partage des gains sur fonds propres sont appropriés et alignés sur la répartition des risques entre le bénéficiaire et l'État.

8.3.3.5.2. Hypothèses initiales et analyse des scénarios dans le modèle financier

(460) Les autorités tchèques ont fourni un certain nombre d'hypothèses concernant des paramètres qui sont encore inconnus, mais qui ont une incidence considérable sur le prix d'exercice. Il s'agit en particulier des anticipations de prix du marché, de la disponibilité de la centrale, des coûts de construction, les coûts d'exploitation, des coûts de déclassement et des coûts d'investissement.

(461) Ces hypothèses sont utilisées comme données d'entrée dans le modèle financier, afin de calculer le prix d'exercice actuellement escompté (voir section 3.6.2), dans le but de parvenir à un TRI des fonds propres de [9-11] % sur la durée de vie utile du projet. Le prix d'exercice est donc un résultat du modèle financier et sera calculé en conséquence.

(462) Certaines hypothèses ont également une incidence directe sur le TRI des fonds propres escompté. Si le modèle vise généralement à atteindre un TRI des fonds propres cible de [9-11] %, des modifications de paramètres d'entrée encore inconnus à ce jour peuvent entraîner des écarts par rapport à ce TRI des fonds propres cible. Par exemple:

a) si la disponibilité technique tombe en dessous du taux de disponibilité cible de [70-100] %, empêchant ainsi la centrale de produire pendant les périodes où le coût *c* est inférieur au prix du marché *p*, cela donne lieu à des rendements plus faibles; lorsque cela se produit pour des raisons ne relevant pas de motifs légitimes, cela entraîne une réduction du TRI des fonds propres;

b) si les prix du marché *p* sont, pendant une grande partie de la durée de vie du projet, inférieurs aux coûts d'exploitation *c*, la centrale ne sera pas exploitée. Dans ce cas, la deuxième partie de la formule de rémunération plafonne la compensation, en réduisant le TRI des fonds propres à un niveau escompté de [...] %;

c) Si, en revanche, les prix du marché après la fin de la période de l'AA s'avéraient être nettement supérieurs à ce qui était prévu dans le scénario de référence, cela donnerait lieu à des rendements supérieurs au TRI des capitaux propres cibles de [9-11] %. Dans cette situation, le mécanisme de partage des gains s'appliquerait, en laissant 60 % de ces rendements excédentaires à EDU II et en en restituant 40 % à l'État.

(463) Pour les raisons exposées ci-dessus, des hypothèses crédibles, notamment sur les prix futurs du marché, les coûts de construction, les coûts d'exploitation, la disponibilité de la centrale, les coûts de déclassement et d'autres paramètres pertinents tels que les dépenses d'investissement et le financement du projet, sont d'une grande importance afin de garantir un rendement proportionné pour le projet. Toutefois, bon nombre de ces hypothèses sont sujettes à une incertitude considérable pour les projets de nouvelles centrales nucléaires. Les hypothèses relatives aux coûts de construction de la centrale nucléaire de génération III + se sont avérées non fiables à de nombreuses reprises dans plusieurs récents projets européens. Il est difficile d'estimer les coûts sur une durée de vie utile de 60 ans. Il est également difficile de formuler des prévisions sur les prix du marché d'ici à la fin du siècle. Dans ce contexte, les autorités tchèques doivent non seulement veiller à ce que les hypothèses sous-tendant l'acte d'octroi initial soient crédibles, mais aussi à ce que, lorsque des actualisations de ces paramètres sont nécessaires, elles soient effectuées de manière prévisible, transparente, objective et vérifiable.

(464) Les autorités tchèques ont fourni des hypothèses sur les différents paramètres d'entrée du modèle financier relatifs aux recettes et aux coûts, comme indiqué à la section 3.6.6.

(465) En ce qui concerne les estimations des prix du marché, il convient d'observer qu'il n'existe pas de prix du marché à terme disponible pour des périodes suffisamment lointaines pour couvrir la période postérieure à l'AA. Si, pendant la période de l'AA, les écarts par rapport aux prévisions de prix du marché sont largement compensés par les effets de l'AA, qui protège EDU II des écarts de prix moyens, il n'en va pas de même pour la période postérieure à l'AA. La Tchéquie s'est appuyée sur les hypothèses commerciales de ČEZ pour l'évolution des prix annuels moyens du marché de l'électricité en République tchèque entre 2035 et 2050. Pour la période 2051-2096, qui comprend la période postérieure à l'AA, afin de couvrir toute la durée de vie utile escomptée de la centrale, les autorités tchèques supposent que les prix du marché diminueront progressivement à un rythme constant de [...] % par an, afin de refléter les prévisions selon lesquelles les prix du marché auront tendance à baisser à plus long terme en raison de l'augmentation de la part de SER dans le système. Sans ajustements pour tenir compte de l'inflation, l'hypothèse centrale concernant le prix du marché commence à [...] EUR par MWh en 2036, puis diminue à [...] EUR par MWh d'ici à 2050, avant de baisser progressivement à [...] EUR par MWh en 2076 et à [...] EUR par MWh en 2096.

(466) La Commission ne peut pas prédire avec certitude si ces prix seront effectivement réalisés sur le marché. Dans l'analyse d'impact de 2016 accompagnant la refonte du règlement (UE) 2019/943 sur l'électricité, il était indiqué qu'«en 2050, la part d'électricité SER devrait avoisiner 60 %. Dans ce cas, l'écart entre les prix de la charge de base et les prix de pointe de charge augmente considérablement, principalement en raison des prix plus bas de la charge de base par rapport aux périodes précédentes. Les prix moyens du marché à un jour restent toutefois élevés pour toute la période de prévision, étant donné que la production thermique devrait encore être marginale (fixant ainsi le prix du marché à un jour) pendant la plupart des heures de l'année» ([187]).Sur la base de ces hypothèses, le modèle de

([187]) Section 6.2.6.4, Level and volatility of wholesale prices (niveau et volatilité des prix de gros), document de travail des services de la Commission, Staff Working Document Impact Assessment accompanying the Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity (refonte) SWD/2016/0410 final — 2016/0379, 30 novembre 2016.

l'analyse d'impact a prédit que les prix moyens du marché à un jour dans l'UE augmenteraient de 74 EUR/MWh en 2020 à 118 EUR/MWh en 2035, puis resteraient relativement stables, à 122 EUR/MWh en 2050. Sur la base de l'évaluation de 2016, la prévision d'une baisse lente des prix à partir de 2036 ne serait donc pas alignée sur les études menées par la Commission.

(467) Toutefois, l'ambition concernant la part des énergies renouvelables s'est considérablement accrue depuis lors. La directive sur les énergies renouvelables adoptée en 2018 et donc préparée parallèlement à l'analyse d'impact susmentionnée prévoyait un objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie d'ici à 2030. La directive révisée sur les énergies renouvelables, adoptée en 2023, relève l'objectif contraignant pour l'Union en matière d'énergies renouvelables à l'horizon 2030 en le portant à un taux minimal de 42,5 %, dans l'optique d'atteindre 45 %. La loi européenne sur le climat ([188]) dispose que l'équilibre entre les émissions et les absorptions des gaz à effet de serre réglementées dans le droit de l'Union à l'échelle de l'Union doit être atteint dans l'Union d'ici à 2050 au plus tard, les émissions nettes se trouvant ainsi ramenées à zéro d'ici à cette date, et que l'Union doit s'efforcer de parvenir à des émissions négatives par la suite. Compte tenu de cette ambition accrue en matière de production d'énergie renouvelable, qui est principalement une production à faible coût marginal, et des objectifs de décarbonation, l'hypothèse qui sous-tend l'évaluation de 2016 selon laquelle «la production thermique devrait encore être marginale (fixant ainsi le prix du marché à un jour) pendant la plupart des heures de l'année» ne peut pas être déjà tenue pour acquise pour l'horizon 2050. Si l'on ne peut exclure que la production ayant un coût marginal élevé continue à jouer un rôle important (par exemple, en utilisant la technologie de captage et de stockage du carbone ou en consommant des combustibles bas carbone tels que l'hydrogène), d'autres scénarios peuvent prédire de manière crédible une proportion élevée d'heures ayant un coût marginal très faible. En effet, ce phénomène peut déjà être observé pendant de brèves périodes sur certaines parties du marché de l'électricité de l'Union ([189]). Si tel est déjà le cas à titre exceptionnel, en période de forte production d'énergie renouvelable et de faible demande, ce phénomène peut être considéré comme l'un des différents scénarios plausibles pour la période postérieure à l'AA, à partir de 2078. Les autorités tchèques n'affirment toutefois pas qu'il est supposé que les prix moyens de l'électricité seront proches de zéro après la fin de l'AA. En réalité, elles supposent une baisse lente des prix moyens ([190]), qui atteindront toujours […] EUR/MWh en moyenne en 2096.

(468) Afin de démontrer l'incidence des différentes hypothèses de prix sur le modèle, les autorités tchèques ont présenté des analyses de sensibilité aux prix dans le cadre du modèle financier, en s'aidant d'autres scénarios supposant des prévisions annuelles constantes des prix moyens du marché allant de – 10 EUR/MWh à 150 EUR/MWh. Dans les scénarios où les prix du marché sont fixés à – 10 EUR/MWh, 10 EUR/MWh et 20 EUR/MWh, elles s'attendent à ce que la centrale ferme après l'expiration de l'AA, étant donné que les recettes seraient inférieures aux coûts d'exploitation. Dans cette situation, il n'y a aucun risque de surcompensation. Si, en revanche, les prix de l'électricité étaient nettement plus élevés que prévu, cela entraînerait une augmentation du TRI. Toutefois, si le TRI dépasse le taux cible de [9-11] %, un mécanisme de partage des gains est appliqué, en vertu duquel l'État récupère 40 % des rendements supplémentaires provenant d'EDU II. Par conséquent, si les prix de l'électricité sur la durée de vie de la centrale s'établissaient à 150 EUR/MWh, le TRI des fonds propres sur la durée de vie du projet serait de [...] % avant l'application du mécanisme de partage des gains et de [...] % après son application. Cela garantit que, même dans l'hypothèse où les prix de l'électricité seraient nettement plus élevés que prévu, tout risque de surcompensation est limité.

(469) Sur la base des considérations qui précèdent, les hypothèses relatives aux prix de l'électricité sont donc plausibles et l'application d'un mécanisme de partage des gains à toute recette excédentaire résultant de la hausse des prix de l'électricité, en particulier après la période de l'AA, garantit la proportionnalité à cet égard.

(470) D'autres hypothèses fondamentales (notamment en ce qui concerne le coût de construction et la disponibilité) reposent sur l'expérience acquise dans le cadre d'autres projets et sur la description des capacités techniques par les fournisseurs de technologies. Si les hypothèses utilisées dans le scénario de base s'avèrent trop optimistes, cela pourrait aboutir soit à un TRI stable (si les augmentations de coûts sont fondées sur des motifs légitimes, et n'ont

([188]) Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 («loi européenne sur le climat») (JO L 243 du 9.7.2021, p. 1).

([189]) À titre d'exemple, les prix de gros de l'électricité sur le marché à un jour dans la péninsule ibérique étaient inférieurs à 10 EUR/MWh EUR pendant 63 % des trois semaines comprises entre le 26 février et le 17 mars 2024. Source: plateforme de transparence du REGRT pour l'électricité.

([190]) La lente diminution de [1-2] % par an en prix de 2020 est, en valeur nominale, surcompensée par l'inflation supposée de 2 %, de sorte que les prix en valeur nominale devraient augmenter lentement au cours de cette période.

donc pas d'incidence sur le TRI), soit à une réduction du TRI. Sur la base des informations fournies concernant l'expérience acquise dans le cadre d'autres projets nucléaires récents, les autorités tchèques ont fourni des motifs suffisants pour considérer qu'une réduction significative des coûts était peu probable. Même dans ce cas, si une telle réduction des coûts devait entraîner une augmentation du TRI, elle serait limitée par le mécanisme de partage des gains. S'il existe un risque important d'augmentation des coûts au-delà des hypothèses de base, une telle augmentation n'entraînerait pas de surcompensation.

(471) En ce qui concerne les coûts de financement, la prévision est beaucoup plus fiable que pour les éléments techniques. Elle est fondée sur le coût de financement clairement défini dans le cadre de l'AFR. Les hypothèses relatives au refinancement privé peuvent avoir une incidence mineure sur le TRI, mais sont fondées sur des additions au taux de l'AFR. Dès lors, les hypothèses relatives aux coûts de financement sont suffisamment plausibles.

(472) Le modèle financier, tel que décrit à la section 3.6.2, est utilisé pour calculer le prix d'exercice nécessaire pour atteindre un TRI des fonds propres de [9-11] % sur la durée de vie utile du projet. Dans le scénario initial (ou de base), les données d'entrée du modèle financier comprennent plusieurs hypothèses, dont un grand nombre seront actualisées après la conclusion du contrat EPC. Comme décrit ci-dessus, la Commission considère que ces hypothèses initiales sont plausibles. Le processus d'actualisation repose sur la liste des paramètres figurant à l'annexe. Cette liste exhaustive indique quels paramètres peuvent être actualisés et donner lieu à un ajustement (à la hausse ou à la baisse) du prix d'exercice afin de maintenir le TRI des fonds propres cible. Le processus d'actualisation est donc suffisamment transparent et prévisible.

(473) La Commission a évalué la fonctionnalité du modèle financier et estime qu'il convient de calculer le prix d'exercice minimal nécessaire pour atteindre le rendement cible, en utilisant plusieurs variables d'entrée. La Commission a vérifié que le modèle financier tenait compte des hypothèses initiales, y compris de la fonctionnalité de suivi de la charge décrite au considérant 149, pour estimer un prix d'exercice initial de [65-80] EUR, ce qui permet d'atteindre le rendement cible de [9-11] %.

(474) La Commission a en outre vérifié que le modèle financier pouvait tenir compte d'une série d'hypothèses (scénarios) pour les variables d'entrée et que le TRI des fonds propres estimé par le modèle financier réagissait en conséquence. Elle a également vérifié que le modèle financier pouvait être utilisé afin d'obtenir le prix d'exercice nécessaire pour atteindre le rendement cible dans ces différents scénarios.

(475) La Commission conclut donc que le modèle financier du projet, y compris son fonctionnement et ses hypothèses sous-jacentes, est plausible et approprié pour garantir l'obtention du rendement cible proposé pour le projet.

8.3.3.5.3. Analyse comparative du taux de rendement

8.3.3.5.3.1. Introduction

(476) Dans cette section, la Commission abordera son évaluation du taux de rendement («RCP») de l'investissement EDU II. Afin de garantir la proportionnalité de la mesure d'aide d'État et d'éviter toute surcompensation, la mesure d'aide d'État doit garantir le taux de rendement minimal permettant au bénéficiaire de réaliser l'investissement EDU II, ou, en d'autres termes, le taux minimal permettant de combler le déficit de financement du projet. Le déficit de financement est défini comme étant la différence entre la valeur actuelle nette (VAN) du scénario factuel et celle du scénario contrefactuel, et il constitue, en même temps, le montant minimal d'aide d'État nécessaire pour que la mesure ait un effet incitatif sur l'entreprise et le montant maximal d'aide d'État proportionné pour déclencher l'investissement.

(477) La notion de déficit de financement est profondément ancrée dans les processus ordinaires de prise de décision des entreprises. Lorsqu'une entreprise maximisant ses bénéfices décide d'entreprendre ou non un projet, elle évalue la valeur générée par le projet en question par rapport à d'autres solutions alternatives et choisit celle qui offre le rendement escompté le plus élevé. Dès lors, pour qu'une entreprise soit disposée à entreprendre un projet qui n'est pas celui qui présente le rendement escompté le plus élevé, elle peut avoir besoin d'incitations sous la forme d'une aide d'État couvrant le déficit de financement.

(478) En l'espèce, le scénario factuel consiste à investir dans le projet EDU II, tandis que le scénario contrefactuel consiste en l'absence d'investissement. Le modèle financier de la Tchéquie indique la valeur escomptée du projet EDU II à la date d'évaluation, le 31 décembre 2023, en actualisant les flux de trésorerie positifs et négatifs que le projet devrait générer sur toute sa durée de vie. Le modèle financier de la Tchéquie pour le scénario factuel (c'est-à-dire l'investissement dans EDU II) montre que les mesures d'aide d'État proposées aboutissent à une VAN du scénario factuel égale à zéro et que ces mesures d'aide d'État sont dimensionnées à cet effet (c'est-à-dire que le PE de l'accord d'achat est calculé de telle sorte que la VAN du projet, aide comprise, soit nulle). En l'espèce, le scénario contrefactuel consiste en l'absence d'investissement (c'est-à-dire une VAN de l'investissement contrefactuel égale à zéro). Le fait que la VAN du scénario factuel incluant l'aide d'État proposée et la VAN du scénario contrefactuel soient identiques signifie que les mesures d'aide d'État proposées comblent le déficit de financement, en encourageant l'investissement dans EDU II sans générer de surcompensation ([191]).

(479) Une VAN nulle du scénario factuel (dans l'investissement dans EDU II obtenu grâce à l'inclusion des mesures d'aide d'État) signifie que le CMPC du projet, ou le coût du capital, et le taux de rendement interne du projet (TRI du projet), ou le rendement du projet, sont identiques. Le CMPC est la moyenne pondérée du coût des fonds propres (CFP) et du coût de la dette (CD), comme indiqué à la section 3.6.5. Ainsi, le taux de rendement du projet tient compte de l'ensemble de la structure du capital utilisée pour financer le projet, c'est-à-dire des fonds propres fournis par les actionnaires et de la dette fournie par les prêteurs.

(480) Dans l'affaire EDU II, la Commission s'est concentrée sur l'évaluation du RCP cible. En effet, en l'espèce, les fonds propres sont fournis par ČEZ, tandis que la dette est fournie par l'État (AFR) à un taux bonifié (voir section 3.7). La dette, ou le prêt, à un taux bonifié et le contrat d'écart compensatoire, au moyen du prix d'exercice, sont les mesures qui comblent le déficit de financement du projet EDU II. Ainsi, établir la proportionnalité du CFP garantit la proportionnalité de l'aide d'État dans son ensemble.

(481) L'estimation du CFP vise ensuite à déterminer si le rendement des actionnaires est proportionné. Compte tenu du CD de l'AFR, une fois que le RCP cible a été jugé proportionné, le prix d'exercice du contrat d'écart compensatoire est calibré de manière à ce que le montant total de l'aide d'État comble le déficit de financement, c'est-à-dire produise une VAN nulle pour le scénario factuel ([192]). En d'autres termes, la proportionnalité de l'aide d'État est garantie par le calibrage du prix d'exercice, compte tenu du CD subventionné et du RCP proportionné. Pour ces raisons, dans le reste de la présente section, la Commission se concentrera sur l'évaluation de la proportionnalité du RCP cible.

8.3.3.5.3.2. Évaluation

8.3.3.5.3.2.1. Prime de risque majeur autonome

(482) Dans la décision d'ouverture, la Commission a exprimé des doutes quant à la proportionnalité du RCP cible proposé par la Tchéquie et, en particulier, quant à la nécessité d'inclure une prime de risque majeur autonome de 3 à 3,5 % en plus du rendement de base ([193]).

(483) En ce qui concerne la prime de risque majeur autonome, la Tchéquie a fait valoir que les centrales nucléaires présentaient certaines caractéristiques et certains risques uniques par rapport à d'autres projets de production d'électricité, dont il convenait de tenir compte en incluant une prime de risque majeur autonome dans le RCP calculé sur la base du MEDAF. L'estimation de la Tchéquie de 3-3,5 % tiendrait compte de ces risques qui n'ont pas été pris en considération dans les estimations bêta des services publics de l'énergie diversifiés impliqués dans des formes de production plus traditionnelles et des entreprises réglementées du réseau ([194]).

([191]) La VAN nulle du scénario contrefactuel signifie que, dans ce scénario, l'entreprise est disposée à se lancer dans un projet fournissant un rendement des capitaux propres identique au coût de ces fonds propres (autrement dit, le CMPC = le TRI du projet). Dès lors, étant donné que, en l'espèce, le déficit de financement est égal à la VAN du scénario factuel, le fait que l'aide d'État garantisse que la VAN du scénario factuel soit nulle signifie que, également dans le scénario factuel, le CMPC est égal au TRI du projet, conformément au scénario contrefactuel.

([192]) Avec un taux d'actualisation, ou CMPC, reflétant le CD et le CFP pertinents.

([193]) Voir considérant 67 de la décision d'ouverture.

([194]) Voir considérant 69 de la décision d'ouverture.

(484) Dans la décision d'ouverture, la Commission s'est interrogée sur la nécessité d'une prime de risque majeur autonome compte tenu des trois mesures d'aide proposées pour faire face aux risques associés aux centrales nucléaires. La Commission a fait valoir que les risques supportés par l'investisseur après prise en considération de la protection assurée par l'AA, l'AFR et l'EIE étaient reflétés dans le RCP estimé au moyen du MEDAF et qu'elle avait donc des doutes quant à la nécessité d'une prime de risque supplémentaire ([195]).

(485) Après la décision d'ouverture, la Tchéquie a présenté, le 25 septembre 2023, un document visant à appuyer l'inclusion d'une prime de risque majeur autonome ([196]). La Commission constate que les références bibliographiques fournies par la Tchéquie dans cette communication ([197]) ne sont pas favorables à l'inclusion d'une telle prime lorsqu'une intervention de l'État est prévue. En effet, l'aide d'État élimine la nécessité d'une rémunération plus élevée, en supprimant au moins une partie des risques qui, sans cela, seraient spécifiques aux projets d'investissement dans le domaine nucléaire. En outre, une prime de risque majeur autonome n'a été prise en considération ni dans l'affaire Hinkley Point C, ni dans l'affaire Paks II ([198]). La Commission conclut par conséquent qu'ajouter la prime de risque majeur autonome à la fourchette de CFP estimée ne serait pas proportionné en l'espèce.

(486) Au cours de l'enquête, les autorités tchèques ont convenu qu'aucune prime de risque majeur autonome ne serait prise en considération dans le calcul du CFP. Le doute concernant l'inclusion d'une prime de risque majeur autonome soulevé dans la décision d'ouverture est ainsi résolu.

8.3.3.5.3.2.2. Taux cible de rendement des capitaux propres

(487) Dans la présente section, la Commission évaluera si le RCP cible de [9-11] % est proportionné. Pour ce faire, la Commission comparera le RCP cible de la Tchéquie à une fourchette de RCP fondés sur le marché. Un RCP cible supérieur à cette fourchette signifie un rendement disproportionnellement élevé, tandis qu'un RCP cible inférieur à la fourchette signifie un rendement disproportionnellement bas (autrement dit, un rendement qu'un investisseur de marché n'accepterait pas).

(488) Pour estimer cette fourchette de CFP fondés sur le marché, la Commission suit l'approche du MEDAF classique ([199]), qui calcule un CFP théorique (ou une fourchette de CFP) en estimant chacun de ses éléments sur la base de données de marché. La Commission procède également à une évaluation comparative de son analyse en comparant la fourchette de CFP obtenue avec celle d'industries comparables à l'industrie nucléaire et, partant, à EDU II.

(489) Une fois que la fourchette de CFP a été estimée, la Commission tire sa conclusion concernant la proportionnalité du RCP cible. Enfin, la Commission évalue la manière dont le RCP cible évoluerait en cas de variation des coûts et des délais.

8.3.3.5.3.3. Estimation du CFP

(490) Dans la présente section, la Commission estimera son propre CFP de référence, ainsi qu'une fourchette de CFP. La fourchette de CFP est établie en déterminant un scénario «bas» et un scénario «haut». Pour chacun des paramètres du CFP, la Commission expliquera les raisons pour lesquelles elle accepte ou refuse les hypothèses de la Tchéquie et fournira des valeurs de référence fondées sur des sources largement acceptées.

(491) La méthode utilisée par la Commission pour l'estimation du CFP repose sur la formule du MEDAF classique, également utilisée par la Tchéquie et décrite à la section 3.6.5.1. La Commission a estimé les paramètres du CFP comme expliqué ci-dessous.

(492) Pour le taux sans risque, la Commission observe que la Tchéquie a estimé sa fourchette en se fondant sur les moyennes à 2 et 20 ans d'obligations d'État de la zone euro à 30 ans, d'obligations d'État allemandes à 30 ans et d'obligations de sociétés européennes notées AAA à plus de 10 ans et en y ajoutant ensuite une prime afin de transformer ces moyennes en une fourchette de taux sans risque pour la République tchèque ([200]). La Commission

([195]) Voir considérant 207 de la décision d'ouverture.
([196]) Voir les observations de la Tchéquie du 25 septembre 2023.
([197]) Voir les observations de la Tchéquie du 25 septembre 2023, tableau 15 «Risk premium studies» (études sur la prime de risque).
([198]) Décision Paks II, point 258. Dans la décision Hinkley Point C, il n'est fait nulle part mention d'une prime de risque majeur autonome ou d'un type de prime similaire.
([199]) Cette approche est fondée sur la formule Harris-Pringle et est décrite à la section 3.6.5.
([200]) Voir section 3.6.5.1 pour de plus amples détails.

estime qu'il est plus approprié de ne pas tenir compte d'obligations d'entreprises en tant qu'indicateurs pour le taux sans risque, car celles-ci ne peuvent pas être considérées comme sans risque. En outre, la Commission estime qu'il est plus approprié d'examiner les données de l'époque des faits à 6 mois et à 12 mois, au lieu de prendre des données à 2 ans ou à 20 ans ([201]). La Commission estime ainsi le taux sans risque en prenant une moyenne du rendement des obligations allemandes et de la zone euro notées AAA à 30 ans sur la période de six mois commençant en juillet 2023 et la période de 12 mois commençant en janvier 2023. Ces moyennes sont respectivement de 2,72 % et 2,55 % ([202]). En ajoutant la prime de risque de 0,6 % ([203]) à ces taux sans risque, la Commission obtient une fourchette de taux sans risque ajustée comprise entre 3,09 % et 3,26 %. Pour des raisons de prudence, la Commission retient l'hypothèse de 2,3 % de la Tchéquie dans son scénario bas, celle de 2,72 % dans son scénario de référence et celle de 3,26 % dans son scénario haut. La fourchette de taux sans risque de la Commission est donc comprise entre 2,30 % et 3,26 %, au lieu des [2-5] % de la Tchéquie.

(493) Pour la prime de risque de marché, la Tchéquie suppose une fourchette comprise entre [5 et 7] %, sur la base des données de Damodaran et de Fernandez, comme indiqué à la section 3.6.5.1. Ces bases de données sont largement reconnues et utilisées dans le monde de la finance et des entreprises. La Commission estime que ces sources sont fiables et prend pour hypothèse, dans son scénario bas, la moyenne des données de Damodaran (5,6 %) ([204]) et, dans son scénario haut, le chiffre prudent de la Tchéquie (6,3 %) ([205]). Dans son scénario de référence, la Commission utilise un taux prudent de 6,1 %, qui correspond à la moyenne simple des données de Damodaran et de Fernandez ([206]).

(494) Pour le bêta sans effet de levier, la Commission a évalué la méthode proposée par la Tchéquie, qui est fondée sur une moyenne pondérée des bêtas des pairs et aboutit à un bêta de […] ([207]). La Commission a estimé que cette méthode était conforme aux méthodes largement reconnues ([208]).La Commission estime que ce chiffre est prudent par rapport aux informations sur l'industrie fournies par Damodaran, qui estime un bêta moyen sans effet de levier de 0,54 pour un échantillon d'entreprises d'électricité ([209]). La Commission prend pour hypothèse le bêta de 0,54 de la Tchéquie dans son scénario haut. Toutefois, pour des raisons de prudence, elle suppose un bêta de 0,51, contrairement au […] de la Tchéquie, dans son scénario de référence ainsi que dans son scénario bas ([210]). Ce bêta est le résultat d'une évaluation prudente réalisée sur la base des données fournies par la Tchéquie ([211]) ([212]). Il convient de

([201]) Cette approche est également conforme à celle adoptée par la Commission dans la décision Paks II.

([202]) Pour le rendement des obligations de la zone euro notées AAA à 30 ans, les données proviennent du portail de données de la BCE (ECB Data Portal), 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). Pour le rendement des obligations allemandes notées AAA à 30 ans, les données proviennent du site web de la 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]) Voir section 3.6.5.1 pour de plus amples détails.

([204]) Voir la note de bas de page nº 65 pour plus de détails sur la manière dont ce chiffre est estimé.

([205]) Ce chiffre est prudent par rapport à la dernière enquête de Fernandez sur la PRM, publiée en juin 2022, qui indique une PRM médiane de 6,7 %. Voir la note de bas de page nº 66 pour plus de détails.

([206]) Moyenne des 5,6 % de Damodaran et des 6,7 % de Fernandez. Cette approche est conforme à celle adoptée par la Commission dans la décision Paks II.

([207]) Voir section 3.6.5.1 pour de plus amples détails.

([208]) Cette méthode employée par la Tchéquie consiste à utiliser une combinaison du bêta de régression sur deux ans et le bêta de régression sur cinq ans, en attribuant une pondération de 2/3 au premier et de 1/3 au second. Bêta = (2/3) bêta de régression sur 2 ans + (1/3) bêta de régression sur 5 ans. Il s'agit de la même méthode que celle utilisée par le Professeur Damodaran, comme expliqué ici: Variables used in Data Set (nyu.edu).

([209]) Voir le site web du professeur Damodaran, données de 2023, fichier «betaEurope», industrie «power» (électricité), qui indique un bêta sans effet de levier pour les liquidités de 0,54.

([210]) Il s'agit de la moyenne simple des bêtas de régression hebdomadaire sur 5 ans des pairs d'EDU II. Le bêta de régression à 5 ans est le plus prudent des deux séries de bêtas (l'autre étant le bêta hebdomadaire à 2 ans) utilisées par la Tchéquie et Damodaran dans l'évaluation du bêta. En effet, la moyenne simple des bêtas hebdomadaires sur 2 ans est de 0,55. La Commission souligne en outre que le bêta de 0,51 correspond à la moyenne simple, prudente et non corrigée des flux de trésorerie des bêtas des trois industries pouvant être utilisées pour effectuer une analyse comparative avec le projet EDU II: l'industrie des énergies vertes et renouvelables, l'industrie électrique et le secteur des services d'utilité publique (source: site web du professeur Damodaran, fichier «betaEurope»).

([211]) La Commission, en utilisant le même échantillon que la Tchéquie, a supprimé l'effet de levier des bêtas des pairs en tenant compte des taxes [en prenant pour hypothèse le taux d'imposition global de 24,8 % établi par Damodaran, d'après le fichier «betaEurope» de Damodaran de janvier 2023 betaEurope22.xls (live.com)]. Cela est conforme à l'approche de Hamada décrite à la note de bas de page nº 213, dans laquelle les taxes sont prises en considération dans le calcul du bêta. Cela conduit à une estimation du bêta sans effet de levier de 0,595, selon l'approche de Damodaran expliquée aux notes de bas de page nº 69 et 208, et qui consiste à prendre la moyenne pondérée des bêtas hebdomadaires sur 2 ans et 5 ans des pairs. Par souci de prudence, la Commission a retiré Nuclearelectrica de l'échantillon. La valeur globale du bêta sans effet de levier devient ainsi 0,516.

([212]) Cette hypothèse est également conforme aux hypothèses formulées dans l'affaire Paks II.

noter que, par souci de prudence, la Commission adopte l'approche standard de Hamada ([213]) pour estimer le bêta avec effet de levier, au lieu de l'approche Harris-Pringle ([214]) utilisée par la Tchéquie.

(495) Pour le taux d'endettement, la Tchéquie a pris comme hypothèse un chiffre de [...] % ([215]). La Commission souligne que […] % est le taux d'endettement cible du projet ([216]), ainsi que le taux d'endettement moyen du projet tout au long de sa durée de vie ([217]). La Commission observe en outre qu'un taux d'endettement de […] % correspond aux taux d'endettement des pairs du projet au cours du dernier exercice financier complet disponible ([218]), en plus d'être nettement plus prudent que le taux d'endettement de 98 % fondé sur la structure de capital du projet ([219]). La Commission relève également que le taux d'endettement de […] % cadre globalement avec les informations sur l'industrie fournies par Damodaran, qui estime un taux d'endettement moyen de 61,2 % pour un échantillon d'entreprises du secteur de l'électricité ([220]). La Commission part donc de l'hypothèse d'un taux d'endettement de [...] % dans ses trois scénarios.

8.3.3.5.3.3.1. Conclusion

(496) Les conclusions de la Commission relatives au CFP sont illustrées dans le tableau 10 ci-dessous. Ce tableau présente trois scénarios de CFP, qui résultent de trois séries d'hypothèses: un scénario «bas», un scénario «de référence» et un scénario «haut».

Tableau 10

Conclusions sur le CFP

Scénarios	Bas	Référence ([1])	Haut ([2])
Taux sans risque	2,3 %	2,7 %	3,3 %
Prime de risque sur fonds propres	5,6 %	6,1 %	6,3 %
Bêta (sans effet de levier)	0,51	0,51	0,54
Taux d'endettement [D/(D+E)]	[…] %	[…] %	[…] %
CFP	[…] %	[…] %	[…] %
Point médian de la fourchette de CFP	**[…] %**		

([1]) La Commission observe que si, dans le scénario «de référence», le taux sans risque à six mois de 2,7 % est remplacé par le taux sans risque à 12 mois de 2,5 %, le rendement des capitaux propres cible de [9-11] % est tout de même atteint.

([2]) La Commission fait observer que si, dans le scénario «haut», le taux d'endettement cible d'EDU II était remplacé par le taux d'endettement moyen de 56 % des pairs d'EDU II au cours de la dernière année complète pour laquelle des chiffres étaient disponibles sur Bloomberg (c'est-à-dire 2022), le CFP serait de […] %. Dès lors, le rendement des capitaux propres cible de [9-11] % serait tout de même atteint.

Source: Analyse Commission

([213]) Cette approche est fondée sur la formule de Hamada. Dans le cadre de cette approche, le bouclier fiscal des intérêts (c'est-à-dire la réduction d'impôt résultant des déductions admissibles du revenu imposable) est utilisé dans les ajustements de l'effet de levier du bêta, ce qui réduit le bêta avec effet de levier et, de ce fait, le RCP. La formule de Hamada est la suivante: $\beta_L = \beta_U + \left[1 + \frac{D}{E}(1-T)\right]$, où β_L est le bêta avec effet de levier, β_U est le bêta sans effet de levier, D est l'endettement, E est le capital, T est le taux d'imposition et $(1-T)$ est le bouclier fiscal. Le taux d'imposition est supposé être égal à 21 %, conformément au modèle financier de la Tchéquie. Il est à noter que, dans cette formule, le bêta de l'endettement est supposé nul.

([214]) Voir la section 3.6.5.1 et la note de bas de page n° 57 pour de plus amples détails.

([215]) Il s'agit du taux d'endettement moyen du projet sur l'ensemble de la durée du contrat. Voir section 3.6.5.1 pour de plus amples détails.

([216]) Voir les observations de la Tchéquie du 21 mars 2024.

([217]) Modèle financier de la Tchéquie.

([218]) Le taux d'endettement des pairs d'EDU II au cours de la dernière année complète pour laquelle des chiffres étaient disponibles sur Bloomberg (c'est-à-dire 2022) varie entre 41,8 % et 75,6 %, avec une moyenne de 56,3 % et un seuil de 68,4 % pour le 75e centile. Le taux d'endettement cible de […] % est donc inférieur au 75e centile.

([219]) Le chiffre de [...] % est également prudent par rapport à la fourchette de 67-78 %, qui est fondée sur la méthode du «taux d'endettement effectif» présentée par la Tchéquie et décrite à la section 3.6.5.1, à la note de bas de page n° 76.

([220]) Voir le site web du professeur Damodaran, données relatives à 2023, fichier «dbtfundEurope23», industrie «power» (électricité).

(497) Les paramètres du CFP présentés dans le tableau 10 aboutissent à une fourchette de [...] % à [...] % et à une valeur moyenne de [...] %, le scénario de référence prenant pour hypothèse une valeur de [...] %. Le RCP cible de [9-11] % se situe dans cette fourchette et est inférieur à la moyenne des trois scénarios. Il convient de noter que ces chiffres n'incluent pas de prime de risque majeur autonome, pour les raisons expliquées à la section 8.3.3.5.3.2.1. Ces chiffres sont similaires à la fourchette de CFP de la Tchéquie comprise entre […] et […] et à la moyenne de […], n'incluant pas de prime de risque majeur autonome, comme indiqué à la section 3.6.5.1.

(498) Ces montants de CFP sont prudents car le seul paramètre de ce calcul propre à l'industrie est le bêta, qui est dérivé d'un groupe d'entreprises qui investissent dans le nucléaire, mais disposent d'un portefeuille diversifié. Si les risques importants sont atténués par les mesures de soutien, les différents projets nucléaires continuent de faire l'objet de risques considérables, dont beaucoup subsistent pour EDU II. Ces risques sont notamment une disponibilité plus faible que prévu, des augmentations des coûts de construction ou d'exploitation pour des raisons autres que des motifs légitimes, des retards de construction au-delà de la date d'échéance, des indisponibilités imprévues, notamment en période de prix élevés, et des prix de l'électricité après la fin de la période de l'AA qui pourraient être nettement inférieurs aux prévisions actuelles. Bon nombre de ces risques peuvent être partiellement atténués par les entreprises possédant un plus grand nombre d'actifs de production d'électricité et d'autres activités sur le marché de l'énergie, et si ces risques se concrétisent pour leurs pairs, ils n'affectent qu'une partie de leurs activités. EDU II est un projet nucléaire individuel et comporte donc plus de risques que ses pairs disposant d'un portefeuille varié.

(499) En outre, la Commission s'est fondée sur la base de données de Damodaran contenant des CFP au niveau du secteur pour comparer le RCP requis ([221]). Pour ce faire, elle a examiné le CFP moyen des industries les plus proches de celle du nucléaire et a obtenu un CFP moyen de 10,21 %–10,26 % ([222]). Les CFP calculés pour ces industries peuvent être considérés comme des estimations prudentes pour les centrales nucléaires, étant donné que le seul paramètre spécifique à l'industrie est le bêta, comme expliqué au considérant 498.

(500) La Commission a utilisé le modèle financier fourni par la Tchéquie ([223]) pour évaluer la manière dont le TRI des fonds propres (ou les fonds propres cibles) changerait à la suite de variations des coûts de construction et des délais de construction ([224]).

— La Commission a constaté qu'en appliquant un scénario de dépassement des coûts de 10 % en raison de motifs non légitimes, le TRI des fonds propres tombe à [...] %. Il s'agit là d'un scénario probable, compte tenu de l'histoire récente de l'industrie nucléaire ([225]). Si, au lieu de cela, les coûts réels étaient inférieurs de 10 % aux prévisions, le TRI des fonds propres augmenterait pour atteindre […] %. Il s'agit toutefois d'un scénario peu probable dans l'industrie nucléaire.

— En outre, la Commission a constaté qu'un retard de construction de cinq ans déboucherait sur un TRI des fonds propres de [...] %, alors que si la construction devait être achevée cinq ans à l'avance, le TRI des fonds propres serait de [...] %. Un retard de construction est un scénario réaliste, compte tenu de l'histoire de l'industrie, tandis que le raccourcissement de la période de construction est irréaliste.

(501) Ainsi, sur la base de ces sensibilités, la Commission a constaté un TRI des fonds propres compris entre [...] % et [...] %, avec une moyenne de [...] %. Cette fourchette n'est jamais supérieure à la fourchette de CFP comprise entre [...] % et [...] % et est, en moyenne, inférieure au taux de rendement requis de [9-11] %, ce qui garantit la proportionnalité des mesures d'aide d'État.

([221]) Pour les chiffres du CMPC spécifiques au pays pertinents pour 2023, voir «Data», «Archived data», «Cost of capital by industry», «Europe» et «1/23» à l'adresse http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/. Cette base de données fait partie d'une base de données mondiale et comprend des pays européens (désignés par «Europe occidentale»). Toutefois, au sein de cette catégorie, les pays sont de nouveau répartis en sous-groupes et la République tchèque fait partie de celui dénommé «Europe développée»; voir les onglets «Global alphabetical» et «Europe by industry», fichier http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls.

([222]) Ces secteurs sont «énergies vertes et renouvelables», «électricité» et «services d'utilité publique (généraux)». Le CFP se chiffre à 10,65 % pour les énergies vertes et renouvelables», à 9,98 % pour l'électricité et à 10,01 % pour les services d'utilité publique (généraux). La moyenne simple de ces chiffres est de 10,21 %, tandis que la moyenne pondérée (dans laquelle les pondérations sont le nombre d'entreprises incluses dans l'échantillon) est de 10,26 %. Voir Damodaran, janvier 2023, fichier «waccEurope».

([223]) Modèle financier de la Tchéquie.

([224]) Pour effectuer ces analyses de la sensibilité, la Commission n'a modifié aucune des autres hypothèses, y compris le prix d'exercice.

([225]) Voir section 8.3.3.3.

8.3.3.5.4. Sélection de ČEZ en tant que promoteur de projet

(502) Dans la décision d'ouverture, la Commission a soulevé des doutes quant au fait que ČEZ soit l'exploitant le plus efficace et s'est spécifiquement demandé si avoir une procédure de sélection ouverte pour le promoteur du projet aurait pu conduire à réduire le soutien nécessaire à la réalisation du projet.

(503) Premièrement, dans leurs observations sur la décision d'ouverture, tant la Tchéquie que ČEZ ont fait valoir que la sélection de ČEZ en tant que promoteur de projet avait permis de réaliser d'importantes économies de temps et de coûts. En particulier, la Tchéquie a fait observer que la sélection de ČEZ avait pour effet d'éviter des coûts supplémentaires d'environ [200-700] millions d'EUR (voir considérant 254 ci-dessus). De même, ČEZ a observé que sa sélection en tant que promoteur du projet avait potentiellement réduit les coûts du projet d'un montant estimé à [200-700] millions d'EUR par rapport à une centrale nucléaire construite à partir de zéro par un autre exploitant (voir considérant 339). La Commission considère que les économies de coûts invoquées, qui portent sur la valeur du site acquis et le coût des démarches d'obtention d'autorisations et des activités de développement déjà réalisées par ČEZ, semblent plausibles et ne sont pas couvertes par les estimations des dépenses d'investissement pour le projet, ce qui réduit le montant de l'aide pour le projet par rapport à une situation dans laquelle une sélection ouverte serait organisée. Dès lors, la formule de rémunération et le mécanisme de surcompensation (voir sections 8.3.3.5.1 à 8.3.3.5.3) garantissent que l'aide soit limitée au minimum nécessaire.

(504) Deuxièmement, la conception globale du projet et la répartition des risques entre le bénéficiaire et l'État, ainsi que la structure d'incitations des mesures de soutien, devraient garantir que les coûts de construction et d'exploitation soient limités au minimum nécessaire. Si les mesures de soutien atténuent un grand nombre de risques, EDU II conserve son exposition aux risques d'augmentation des coûts de construction et d'exploitation pour des raisons ne relevant pas de motifs légitimes ou de retards de construction au-delà de la date d'échéance, ce qui l'incite à réduire au minimum les coûts et les retards. Durant la phase de construction et de développement du projet, le montant total maximal du capital conditionnel engagé par ČEZ pour financer d'éventuels dépassements des coûts s'élèvera à 1,95 milliard d'EUR (considérant 197). En outre, comme l'a expliqué la Tchéquie, l'actualisation des valeurs d'entrée du modèle financier afin de refléter les résultats de l'appel d'offres EPC devrait garantir que les coûts de construction réels sur la base desquels le prix d'exercice de l'AA est calculé soient concurrentiels, en éliminant ainsi les éventuels aléas indus dans les hypothèses de coûts sous-jacentes du modèle financier (considérant 457). Enfin, le mécanisme de partage des gains encourage EDU II à chercher à réduire davantage les coûts et à accroître les rendements, qui seront en partie partagés avec l'État.

(505) À la lumière de ce qui précède, la Commission conclut que le train de mesures d'aide en faveur du projet comprend les garanties et les incitations nécessaires pour réduire au minimum les coûts, et donc le montant de l'aide nécessaire au projet, et considère qu'il est peu probable qu'une procédure de sélection ouverte pour le promoteur du projet ait conduit à une réduction des montants d'aide.

8.3.3.6. Prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges et critère de la mise en balance

(506) Pour que la mesure soit compatible avec le marché intérieur, ses effets négatifs en termes de distorsion de la concurrence et d'affectation des échanges entre États membres doivent être limités et inférieurs aux effets positifs de l'aide.

(507) Dans la décision d'ouvrir la procédure, la Commission a considéré que le projet pourrait fausser la concurrence de plusieurs façons.

(508) Premièrement, la Commission s'est interrogée sur les raisons techniques et économiques sur la base desquelles ČEZ (en tant que propriétaire unique d'EDU II) a été sélectionnée comme bénéficiaire de la mesure, compte tenu de l'absence d'appel d'offres ou de procédure de sélection. En particulier, on ne savait pas clairement, à ce stade, si d'autres exploitants potentiellement plus efficaces étaient disposés à mettre en œuvre le projet avec un montant d'aide plus faible.

(509) Deuxièmement, la Commission a indiqué craindre que les conditions de l'accord d'achat de la production entre EDU II et l'entité ad hoc n'incitent EDU II à adopter un comportement inefficace en ce qui concerne l'exploitation de la centrale et ne faussent l'ordre de préséance économique sur le marché de l'électricité en évinçant des technologies moins coûteuses telles que les énergies renouvelables.

(510) Troisièmement, la Commission a mentionné la solide position de ČEZ sur le marché tchèque de l'électricité et a fait part de ses préoccupations quant à la possibilité que la mesure d'aide examinée entraîne des distorsions de la structure du marché, par exemple en évinçant d'autres investissements.

(511) Quatrièmement, la Commission ne pouvait pas exclure totalement, au moment de la décision d'ouverture, la possibilité que ČEZ fausse le fonctionnement du marché en aval en influençant le prix du marché ou en adoptant d'autres types de comportements stratégiques facilités par d'importants volumes de production, tels qu'une rétention de capacité.

(512) Enfin, la Commission ne disposait pas d'informations suffisamment établies pour évaluer les effets de l'entité ad hoc sur le marché.

8.3.3.6.1.Choix de ČEZ en tant que promoteur de projet ([226])

(513) Dans la décision d'ouverture, la Commission a observé que ČEZ avait été choisie comme promoteur du projet sans appel d'offres, processus de sélection ou appel public à manifestation d'intérêt et s'est demandé sur la base de quels motifs techniques et économiques ČEZ avait été sélectionnée. Sur la base de ce qui précède, la Commission a émis des doutes quant à la question de savoir si le choix de ČEZ en tant que promoteur de projet pouvait entraîner une éventuelle distorsion de la structure du marché.

(514) À la suite de la décision d'ouverture, les autorités tchèques ont expliqué que d'autres possibilités avaient été envisagées pour le rôle du promoteur du projet et que ČEZ avait été choisie comme option privilégiée (voir considérants 50 à 59 ci-dessus).

(515) Les autorités tchèques ont également indiqué que ČEZ était le choix le plus approprié pour être promoteur du projet compte tenu de sa capacité et de son intérêt à mettre en œuvre le projet, des considérations liées à la sécurité de l'approvisionnement énergétique, des intérêts de sécurité nationale et de la neutralité technologique (voir considérant 247 ci-dessus).

(516) Les autorités tchèques ont par ailleurs expliqué que le choix de ČEZ permettait de réaliser des gains d'efficacité importants et d'éviter des coûts supplémentaires et ne nécessitait pas d'aménager un terrain séparé. Ce choix crée donc des avantages importants en ce qui concerne les délais de mise en œuvre du projet, que d'autres structures ne pourraient pas reproduire (voir considérant 248 ci-dessus).

(517) Les autorités tchèques ont expliqué les avantages en ce qui concerne les délais de mise en œuvre du projet par les travaux préparatoires que ČEZ a entrepris jusqu'à présent. Le groupe ČEZ est propriétaire du site proposé pour la centrale. Le processus d'acquisition des terrains nécessaires au site de construction a débuté en avril 2008 et s'est achevé en 2021 (considérant 249 ci-dessus). ČEZ a également réalisé des études de faisabilité ainsi que des démarches d'obtention d'autorisations et des activités de développement dans le but de réduire les délais et les coûts du développement du projet pour la Tchéquie. En outre, au début de l'année 2021, ČEZ avait obtenu toutes les autorisations et tous les permis essentiels nécessaires pour faire avancer le projet conformément au plan établi [tels que l'autorisation d'implantation de l'installation nucléaire et l'EIE (considérant 250 ci-dessus)]. L'obtention de l'autorisation d'implantation de l'installation nucléaire prend généralement entre six et sept ans et l'obtention de l'EIE nécessite entre trois et cinq ans.

(518) Les autorités tchèques ont par ailleurs expliqué que ČEZ, en tant que propriétaire et exploitant d'une centrale nucléaire, disposait une connaissance et une compréhension approfondies des exigences réglementaires à satisfaire pour construire une nouvelle centrale nucléaire, y compris des autorisations nécessaires, ainsi que de la législation tchèque (considérant 251 ci-dessus). En outre, ČEZ et EDU II sont membres de plusieurs organisations internationales et, à ce titre, ont accès à des normes et à des processus reconnus et encouragés par les régulateurs du monde entier afin d'encourager une amélioration continue (voir considérant 251 ci-dessus).

(519) Les autorités tchèques ont en outre souligné le rôle clé du projet dans la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Tchéquie à l'avenir, en particulier compte tenu du déclassement des centrales au charbon. Plus précisément, elles ont expliqué que des délais de développement plus courts pour le projet contribueront à combler le déficit de capacité prévu. Le développement d'un projet différent sur un site différent dans des délais nettement plus longs ne permettrait pas de répondre aux besoins immédiats du système en matière de sécurité d'approvisionnement (voir considérant 252 ci-dessus).

([226]) Par souci de clarté, à la section 8.3.3.5.4 ci-dessus, la sélection de ČEZ en tant que promoteur du projet a été évaluée au regard de son incidence sur la proportionnalité de l'aide. Dans la présente section, le choix de ČEZ en tant que promoteur du projet sera évalué au regard de ses éventuels effets négatifs indus sur la concurrence et les échanges.

(520) La Tchéquie a en outre expliqué que si un autre promoteur de projet devait acquérir un site potentiellement approprié pour une centrale nucléaire sur le territoire tchèque, cela entraînerait des retards importants dans la réalisation du projet par rapport à ce que ferait ČEZ. Plus précisément, dans ce scénario contrefactuel, les autorités tchèques prévoient des retards jusqu'à 14 ans par rapport au calendrier du projet. Dans le scénario contrefactuel, il ne pouvait être exclu que les étapes de caractérisation ou de planification du site qu'EDU II a entreprises avec succès ne rencontreraient pas de problèmes ou de retards, ce qui accroîtrait les risques et les coûts pour le développement du projet. En toute hypothèse, les autorités tchèques affirment qu'il n'existe aucune preuve de l'existence d'un exploitant possédant une expérience du nucléaire et neutre sur le plan technologique en Europe qui développerait une centrale nucléaire en dehors de son propre pays (voir considérant 253 ci-dessus) ([227]).

(521) La Tchéquie souligne également l'existence de coûts supplémentaires qui seraient exposés si un promoteur de projet autre que ČEZ assurait le développement du projet. Selon la Tchéquie, ces coûts seraient d'au moins [200-700] millions d'EUR (voir considérant 254 ci-dessus). De même, ČEZ estime les économies de coûts réalisées par rapport aux autres opérateurs à environ [200-700] millions d'EUR.

(522) Les autorités tchèques ont également indiqué que le choix de ČEZ comme promoteur du projet cadrait avec les précédentes affaires examinées par la Commission dans le domaine nucléaire, dans lesquelles aucune procédure de mise en concurrence ouverte n'avait été menée pour sélectionner les promoteurs des projets, compte tenu de la spécificité de ceux-ci (voir considérant 255 ci-dessus).

(523) La Tchéquie a également fourni des preuves du bilan de ČEZ en ce qui concerne la livraison et l'exploitation réussies de centrales nucléaires (voir considérant 256 ci-dessus).

(524) Par ailleurs, outre les considérations relatives à la sécurité d'approvisionnement et à la sécurité nationale, la Tchéquie attire l'attention sur les aspects liés à la sécurité financière, étant donné que ČEZ bénéficie d'une très bonne notation de crédit auprès du gouvernement (voir considérant 257 ci-dessus).

(525) Enfin, la Tchéquie a précisé qu'un appel d'offres pour la sélection d'un promoteur de projet potentiellement autre que ČEZ aurait des inconvénients importants. Elle fait valoir en substance qu'en l'espèce, une mise en concurrence à ce niveau du projet n'apporterait aucun avantage en ce qui concerne le choix de l'exploitant le plus efficace. En soulignant les raisons évoquées ci-dessus, la Tchéquie estime qu'il n'y aurait aucun avantage à procéder à une mise en concurrence en demandant à d'autres parties de manifester leur intérêt ou en organisant un appel d'offres, et que, par conséquent, les inconvénients d'un tel processus, en particulier les retards et les coûts supplémentaires encourus ainsi que les préoccupations en matière de sécurité que pourraient soulever d'autres candidats potentiels, ne pourraient pas être contrebalancés. La Tchéquie déclare également qu'aucun tiers ne s'est plaint de la désignation de ČEZ comme promoteur du projet ou n'a soulevé d'objections à ce sujet à un quelconque stade de la planification du projet.

(526) En outre, et en particulier, aucun concurrent ou autre tiers n'a soulevé de préoccupations quant au choix de ČEZ en tant que promoteur du projet. À l'inverse, certains tiers ont explicitement fait observer qu'ils ne partageaient pas les préoccupations de la Commission quant au fait que ČEZ ait été choisie sans appel d'offres ou consultation et estimaient pleinement justifié de confier à une entreprise publique du secteur de l'énergie la mission de construire et d'exploiter une nouvelle centrale nucléaire (voir considérants 300 et 301 ci-dessus).

(527) À la lumière de ce qui précède, la Commission considère que les arguments avancés par la Tchéquie et par des tiers au cours de la procédure formelle d'examen répondent suffisamment aux doutes qu'elle a soulevés dans la décision d'ouverture en ce qui concerne la sélection de ČEZ en tant que promoteur du projet et la distorsion potentielle de la structure du marché. La Commission fait remarquer que cette conclusion est sans préjudice de la question de savoir si de futurs projets nucléaires pourraient nécessiter ou non une procédure de sélection plus ouverte afin de garantir que l'aide soit limitée au minimum nécessaire.

(528) Enfin, la Commission considère que la sélection de ČEZ en tant que promoteur du projet est peu susceptible d'entraîner des distorsions indues de la concurrence, comme expliqué plus en détail à la section 8.3.3.6.3. En outre, au cours de la procédure formelle d'examen, aucun concurrent ni aucun autre tiers n'a signalé la moindre distorsion indue de la concurrence résultant du choix de ČEZ comme promoteur du projet.

([227]) La Commission observe que si de nombreuses centrales nucléaires sont exploitées par des exploitants ayant leur siège dans l'État membre de l'investissement, ce n'est pas toujours le cas (par exemple, EDF a été sélectionnée comme exploitant au Royaume-Uni).

8.3.3.6.2. L'accord d'achat d'électricité

(529) Dans la décision d'ouverture, la Commission s'est déclarée préoccupée par le fait que les conditions de l'AAE conclu entre EDU II et l'entité ad hoc neutraliseraient, en substance, les incitations offertes par les variations des prix de l'électricité à produire de l'électricité lorsque cela est le plus nécessaire. La Commission a fait observer que le prix fixé établi dans le cadre de l'AAE pourrait inciter EDU II à maintenir la production au niveau technique maximal également dans des conditions de marché où une réduction de la production serait plus efficace du point de vue du système. Cette possibilité revêt une importance particulière compte tenu de la longue durée de vie utile (60 ans) de la nouvelle centrale, étant donné que le futur bouquet de production, qui sera caractérisé par des parts plus importantes d'énergies renouvelables, qui ont généralement un très faible coût marginal, pourrait, en fonction également d'autres évolutions concernant par exemple le stockage ou la production d'hydrogène, entraîner une plus grande volatilité, y compris des périodes de prix faibles, voire négatifs ([228]). La Commission craignait que cette incidence sur l'efficacité des signaux d'appel ne puisse pas être réduite au minimum tout en atteignant tout de même les objectifs de la mesure ([229]).

(530) En effet, si un producteur reçoit une rémunération fixe pour chaque MWh produit, il n'obtiendra aucun bénéfice en suivant le signal de prix du marché et en augmentant sa production en période de prix élevés (pénurie) ou en la réduisant en période de prix bas ou négatifs (abondance), ni en planifiant la maintenance en période de faible demande (par exemple, pendant les mois d'été). Au contraire, à une rémunération fixe par MWh, le producteur est incité à produire au niveau maximal en période de prix négatifs, en créant ainsi un effet négatif du point de vue du système et en évinçant peut-être même les énergies renouvelables à faible coût marginal. En outre, une rémunération à prix fixe pour toutes les heures de production encourage les investissements dans les centrales optimisées pour être exploitées à une charge de base, qui n'ont pas la flexibilité requise pour augmenter et diminuer rapidement la production ou pour suivre la charge. Compte tenu, en particulier, de la nécessité d'accélérer le déploiement des sources d'énergie renouvelables afin de décarboner la production d'électricité dans l'UE et de la production énergétique variable de nombreuses installations de production d'énergie renouvelable, les centrales électriques à faible intensité de carbone, qui sont techniquement capables d'offrir de la flexibilité au système et incitées économiquement à faire usage de cette flexibilité, sont particulièrement utiles pour apporter des avantages au système électrique.

(531) La Commission considère que la formule de rémunération du CEC figurant dans l'AA, telle que décrite aux considérants 88 à 91, en plus d'assurer la stabilité des recettes et de limiter la surcompensation (comme expliqué à la section 8.3.3.5.1.1), offre des incitations à exploiter efficacement la centrale et limite dès lors les effets négatifs sur la concurrence et les échanges, grâce, principalement, à son élément relatif à l'exposition au marché ainsi qu'à certains choix de paramètres dans l'élément relatif au règlement ex-post.

(532) L'élément relatif à l'exposition au marché incite la centrale à fonctionner de manière efficace, étant donné qu'elle reçoit une rémunération pour chaque unité de sa production au prix horaire réel du marché à un jour ([230]). Compte tenu du signal de prix du marché et de ses propres coûts d'exploitation, la centrale est encouragée à assurer un appel efficace en utilisant son potentiel de flexibilité technique. La centrale est encouragée à réduire sa production lorsque le prix du marché est inférieur à son coût d'exploitation, et à l'augmenter lorsque le prix du marché est supérieur. Bien que la centrale soit soumise à des contraintes techniques (concernant, par exemple, la vitesse d'augmentation et

([228]) Voir, par exemple, la section 6.2.6.4 Level and volatility of wholesale prices (niveau et volatilité des prix de gros) de l'analyse d'impact accompagnant le paquet «Une énergie propre pour tous les Européens», SWD(2016) 410 final du 30 novembre 2016, indiquant que «l'amélioration de l'organisation du marché conduira à une plus grande volatilité des prix horaires moyens, en partie en raison de l'introduction de signaux de localisation qui révèlent les valeurs différentes de l'électricité dans les différents nœuds. Cette volatilité sera toutefois assez limitée et ne sera pas le résultat de fluctuations extrêmes des prix entre zéro et le CEND. Les fourchettes de prix observées seront relativement étroites, pour autant que la part de la variable relative à l'électricité SER ne dépasse pas certaines limites. Toutefois, lorsque la part de l'électricité SER, et en particulier des technologies électricité SER variables, dépasse ces limites approximatives, la volatilité des prix risque d'augmenter de manière significative si d'autres ressources telles que le stockage ne sont pas encore en place pour en absorber une grande partie. Comme le montre le tableau ci-dessous, la part de l'électricité SER devrait avoisiner 60 % en 2050. Dans ce cas, l'écart entre les prix de la charge de base et les prix de pointe de charge augmente considérablement, principalement en raison des prix plus bas de la charge de base par rapport aux périodes précédentes. Les prix moyens du marché à un jour restent toutefois élevés pour toute la période de prévision, étant donné que la production thermique devrait encore être marginale (fixant ainsi le prix du marché à un jour) pendant la plupart des heures de l'année.

([229]) Voir considérant 224 de la décision d'ouverture.

([230]) Sur la base de l'AA et de la structure globale de l'aide, la rémunération aux conditions du marché est versée à la centrale par l'intermédiaire de l'entité ad hoc. Néanmoins, étant donné que la centrale conserve tous les droits d'appel et que la rémunération est directement liée aux prix horaires réels du marché à un jour, les incitations relatives à l'exploitation de la centrale devraient être les mêmes que si la centrale effectuait ses échanges directement sur le marché.

de diminution de sa puissance et des exigences minimales visant à éviter un arrêt total), cela incite l'exploitant de la centrale à utiliser la flexibilité techniquement possible de manière aussi optimale que possible. En outre, la centrale est incitée à programmer efficacement sa maintenance et son ravitaillement en carburant à des périodes où les prix devraient être moins élevés.

(533) Les choix de paramètres opérés dans l'élément relatif au règlement ex-post appuient les incitations à l'exploitation efficace fournies par l'exposition au prix du marché.

1) Premièrement, le prix de référence est défini comme étant la moyenne ex-post des prix horaires du marché sur une année. Pendant cette année, l'élément relatif au règlement n'est pas déterminé, et, dès lors, de manière générale, la centrale est encouragée à prendre des décisions d'appel non faussées sur la seule base du signal de prix du marché. En outre, les incitations à adopter des comportements abusifs conduisant à une hausse des prix du marché (tels que la rétention de capacité; comparer avec la section 8.3.3.6.3) sont atténuées, car des prix de marché plus élevés entraîneraient un prix de référence plus élevé et, de ce fait, un paiement plus bas pour l'élément relatif au règlement.

2) Deuxièmement, la longueur de la période de référence (un an) est suffisamment longue pour que la centrale soit exposée au prix du marché au cours de la période de référence et soit ainsi davantage incitée à effectuer des appels et à programmer efficacement la maintenance et le ravitaillement en carburant qu'avec une période de référence plus courte. La centrale est encouragée à utiliser sa flexibilité pour accroître son activité lorsque les prix du marché sont particulièrement élevés et la réduire lorsque les prix du marché sont particulièrement bas.

3) Troisièmement, l'élément relatif au règlement est défini sur la base d'une production annuelle fixe et prédéterminée (la quantité de référence), soumise aux ajustements décrits ci-dessous. Dès lors, de manière générale, les décisions d'appel et le volume de production de la centrale qui en résulte n'affectent pas l'élément relatif au règlement, ce qui permet d'encourager la centrale à fonctionner de manière efficace et non faussée sur la seule base du signal de marché. La quantité de référence est fixée sur la base du niveau de production cible de la centrale au cours de la période de référence.

(534) Les ajustements de l'élément relatif au règlement ex-post décrits aux considérants 88 et 90 limitent, d'une part, le remboursement potentiel par la centrale, en offrant ainsi une protection contre les risques excessifs liés à des indisponibilités imprévues lorsque les prix sont élevés, et plafonnent, d'autre part, l'élément relatif au règlement lorsque les prix sont très bas, offrant ainsi une protection contre une rémunération excessive en période de prix négatifs. La conception de ces ajustements a été calibrée de manière à conserver dans une large mesure l'ampleur des incitations à une exploitation efficace fournies par les éléments de la formule du CEC décrits ci-dessus. Dans l'ensemble, les incitations à une exploitation efficace fournies par la formule de rémunération du CEC dans l'AA garantissent que l'aide n'encourage pas la centrale à fonctionner de manière inefficace lorsque les prix du marché sont inférieurs à ses coûts d'exploitation. Un tel fonctionnement inefficace fausserait l'ordre de préséance économique sur le marché de l'électricité et risquerait d'évincer les technologies moins coûteuses telles que les énergies renouvelables. Cela pourrait également avoir une incidence négative sur l'intégration du marché et le développement des énergies renouvelables. Cet effet d'efficacité ressort également du fait que les autorités tchèques estiment que, dans le cadre de la formule de rémunération du CEC, la centrale fonctionne en moyenne avec moins de capacité que dans le cadre d'une maximisation de la production (comparer avec le considérant 150), ce qui laisse davantage d'«espace» pour les technologies moins coûteuses telles que les énergies renouvelables.

(535) La Commission observe également que l'AA ne prévoit pas de redistribution directe des recettes provenant de l'AA aux consommateurs d'électricité. En outre, la centrale ne devrait pas jouer fréquemment le rôle de fixateur des prix sur le marché tchèque. Si l'AFR et le mécanisme de protection contre les changements législatifs ou stratégiques réduisent globalement les coûts du projet et augmentent ainsi les recettes potentielles tirées de l'AA par rapport à celles tirées d'une mesure financée exclusivement au moyen d'un CEC, cela n'entraîne donc pas une distribution accrue des recettes du CEC aux consommateurs par rapport à une mesure financée exclusivement au moyen d'un CEC. La combinaison des trois mesures n'est donc pas susceptible d'entraîner une distorsion de concurrence au niveau des consommateurs par le biais des mécanismes de répartition des recettes.

(536) Eu égard à ce qui précède, la Commission considère que les changements introduits par la Tchéquie pendant la procédure formelle d'examen répondent suffisamment aux doutes qu'elle a soulevés dans la décision d'ouverture concernant les incitations résultant de la formule de rémunération.

8.3.3.6.3. Effets sur la structure du marché et possibilité de manipulation des prix ou de rétention de capacité par ČEZ

(537) Dans la décision d'ouverture, la Commission a fait part de ses préoccupations quant aux effets de la mise en place d'EDU II sur la structure du marché et aux possibilités pour EDU II de manipuler le marché en faveur de ČEZ. Plus précisément, la Commission a mentionné la solide position de ČEZ sur le marché tchèque de l'électricité et n'a pas pu totalement exclure la possibilité que la mesure d'aide examinée entraîne des distorsions de la structure du marché, par exemple en consolidant le pouvoir de marché, en évinçant les autres investissements ou en dénaturant les flux transfrontières. De surcroît, la Commission n'a pas pu totalement exclure la possibilité qu'EDU II fausse le fonctionnement du marché en influençant les prix du marché ou en adoptant certains types de comportements stratégiques facilités par d'importants volumes de production, tels qu'une rétention de capacité. Par exemple, la Commission s'est demandé si, en période de prix de marché élevés, EDU II serait incitée, d'un point de vue économique, à réduire sa production afin de favoriser une hausse des prix du marché, de sorte que d'autres unités de ČEZ puissent vendre davantage d'énergie à des prix de marché plus élevés.

Effets sur la structure du marché

(538) La Commission fait observer que le marché tchèque de la production d'électricité est caractérisé par une forte concentration du marché, vu que le groupe ČEZ représentait, en 2020, pas moins de 60,29 % de la capacité de production appelable ([231]), importations nettes comprises. La part de marché équivalente, compte tenu de la capacité de production totale en 2020, était de 64,29 %. Une telle concentration du marché pourrait être préjudiciable à une concurrence effective sur le marché, étant donné qu'elle pourrait constituer un obstacle à l'entrée de nouveaux acteurs du marché et poser un risque de liquidité en limitant le nombre d'offres d'approvisionnement disponibles.

(539) La Tchéquie explique que la part de marché de ČEZ devrait diminuer de manière significative et que la capacité de production encouragée par le train de mesures d'aide en cause (le projet) n'affectera pas de manière significative la puissance de ČEZ sur le marché tchèque de l'électricité. Plus précisément, la part de marché de ČEZ dans la capacité de production appelable (hors EDU II) devrait tomber à 45,06 % en 2040 et à 28,40 % en 2050, tandis que l'augmentation due au projet se chiffrera à 4,19 points de pourcentage en 2040 et à 5,23 points de pourcentage en 2050. De même, la part de marché de ČEZ dans la capacité de production totale devrait tomber à 45,15 % en 2040 et à 18,98 % en 2050, tandis que le projet lui fera gagner 12,83 points de pourcentage en 2040 et 10,27 points de pourcentage en 2050.

(540) La Commission a évalué les données qui sous-tendent ces estimations et les considère plausibles mais prudentes, étant donné que les plans de décarbonation des autorités tchèques sont entre-temps devenus plus ambitieux. Plus précisément, les estimations de la part de marché présentées ci-dessus, tirées du rapport d'Oxera, reposent sur les hypothèses selon lesquelles la plupart des centrales à charbon auront été mises hors service d'ici à 2038 (la Tchéquie a fait spécifiquement référence au projet de ČEZ de réduire sa capacité de production à partir de charbon de près de moitié pour atteindre 3 GW d'ici 2025 et 2 GW d'ici à 2030) et les quatre unités de Dukovany I seront déclassées entre 2045 et 2047. La Commission croit comprendre que ces hypothèses sont plutôt prudentes, étant donné que la Tchéquie a confirmé son intention d'abandonner progressivement le charbon d'ici à 2033. Par conséquent, la part de marché de ČEZ devrait diminuer plus rapidement dans les années à venir en raison des fermetures de centrales au lignite et être plus basse, à la date de mise en service escomptée d'EDU II, que ce qui était prévu dans le rapport d'Oxera. En outre, pour que les actifs nucléaires existants sur le site de Dukovany I puissent continuer à fonctionner jusqu'en 2045-2047, il y a lieu d'obtenir l'approbation de l'Office de la sûreté nucléaire, ce qui n'avait pas encore été fait au moment de l'adoption de la décision.

(541) La Commission considère que la structure du projet, qui prévoit que toute l'électricité produite par EDU II au cours de la période de l'AA devra être vendue à l'entité ad hoc, l'impossibilité pour l'entité ad hoc et EDU II/ČEZ de coordonner les échanges d'électricité et les engagements commerciaux applicables à EDU II/ČEZ après l'expiration de l'AA atténuent suffisamment toute éventuelle influence supplémentaire renforcée dont disposerait ČEZ sur le marché tchèque de l'électricité à la suite du projet.

([231]) La capacité appelable comprend toutes les centrales thermiques, nucléaires et hydro-électriques à station de pompage.

(542) La Commission observe que l'obligation pour l'entité ad hoc de commercialiser l'électricité conformément aux engagements commerciaux en matière d'électricité (voir section 3.6.4) contribuera à la liquidité des marchés à court terme en Tchéquie. Garantir une offre régulière d'électricité sur le marché à court terme à des conditions non discriminatoires pourrait potentiellement faciliter l'entrée ou l'expansion de fournisseurs concurrents de ČEZ sur le marché de détail, d'autant plus que l'électricité commercialisée par l'entité ad hoc remplace une autre production existante de ČEZ, que celle-ci peut aussi directement utiliser pour ses activités de détail, en contournant ainsi le marché de gros.

(543) En ce qui concerne les effets potentiels de la mesure sur les nouvelles entrées sur le marché de la production, la Commission rappelle son appréciation effectuée au considérant 415, qui montre qu'il est peu probable que le projet évince d'autres investissements, excepté, tout au plus, en retardant potentiellement légèrement le développement de l'énergie éolienne. En outre, la formule de rémunération prévue dans l'AA réduit l'impact concurrentiel de la mesure sur les investissements dans les énergies renouvelables fondés sur le marché, puisqu'elle fournit des incitations financières à assurer une exploitation efficace de la centrale et limite dès lors les distorsions potentielles de l'ordre de préséance économique sur le marché de l'électricité ou l'éviction de technologies moins coûteuses (voir considérant 534).

(544) La Commission observe par ailleurs que la Tchéquie estime que la mise hors service attendue des installations de production à partir de houille et de lignite entraînera une réduction significative de la capacité d'environ 6,5 GW et que le déclassement prévu des unités nucléaires existantes sur le site de Dukovany I entre 2045 et 2047 créera un déficit de production supplémentaire d'environ 2 GW, que le projet ne comblera qu'à hauteur de 1,2 GW. En outre, une augmentation significative de la demande d'électricité prévue est également attendue au cours des 15 prochaines années (voir considérant 14).

(545) La Commission prend également note des observations de la Tchéquie concernant le fait que le marché géographique est plus vaste que la Tchéquie. De fait, le réseau électrique de la Tchéquie est étroitement interconnecté avec les États membres voisins (voir note de bas de page n° 134), et la production d'électricité dans d'autres États membres joue souvent le rôle de fixateur des prix sur le marché tchèque (voir considérants 262, 551 et 552). Si l'on définissait un marché plus vaste que la Tchéquie, la part de marché de ČEZ serait considérablement plus faible, ce qui réduirait encore la capacité de ČEZ à affecter négativement la concurrence en influençant le comportement d'EDU II. En outre, si l'on retient la définition du marché la plus étroite possible et que l'on examine un marché tchèque de l'électricité distinct, l'interconnexion du système tchèque à ses voisins limite de manière significative tout comportement de ce type.

(546) La Commission considère donc que l'aide n'entraîne pas d'augmentation de la concentration du marché et a une incidence limitée sur les investissements.

Possibilité de manipulation des prix ou de rétention de capacité par ČEZ

(547) Selon l'ACER ([232]), une rétention de capacité manipulatrice se produit, par exemple, «lorsqu'un acteur du marché ayant une capacité relative à influencer le prix ou l'interaction entre l'offre et la demande d'un produit énergétique de gros décide, sans justification, de ne pas offrir ou de retenir économiquement les capacités de production, de stockage ou de transport disponibles sur le marché. En particulier, la rétention de capacité de production d'électricité fait référence à la pratique consistant à empêcher la production disponible d'être offerte de manière concurrentielle sur le marché de l'électricité de gros, alors qu'une telle offre concurrentielle donnerait lieu à des transactions rentables aux prix en vigueur sur le marché». Il est donc nécessaire de déterminer si l'acteur du marché en cause est en mesure d'influencer le prix ou l'interaction entre l'offre et la demande sur le marché de l'électricité de gros en adoptant un tel comportement.

(548) La Tchéquie a fait valoir que le groupe ČEZ n'aura ni les incitations économiques ni la capacité nécessaires pour gonfler les prix du marché de gros en réduisant la production d'EDU II. Premièrement, la Tchéquie soutient que la perte de recettes pour le groupe ČEZ dans un scénario hypothétique, dans lequel EDU II ne produirait pas d'électricité pendant une année entière, serait, de loin, impossible à récupérer au moyen des recettes supplémentaires générées par la vente de la partie non couverte de la production au cours de l'année suivante. La Tchéquie souligne que la réduction de la production d'EDU II entraînera des pertes de flux de trésorerie et qu'une réduction significative du facteur de charge éliminerait les liquidités disponibles pour assurer le service de la dette et pourrait conduire à ce qu'EDU II ne soit pas en mesure d'assurer le service de l'AFR, voire même à ce que les flux de trésorerie ne suffisent pas à couvrir les coûts d'exploitation.

([232]) https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/en/remit/Documents/ACER_Guidance_on_REMIT_application_6th_Edition_Final.pdf.

(549) Comme expliqué au considérant 39, le projet revêt une importance cruciale pour le groupe ČEZ, en particulier après la fermeture des actifs de production à partir de charbon et, potentiellement, d'énergie nucléaire, qui doit intervenir d'ici à 2033 pour le charbon et entre 2045 et 2047 pour le nucléaire. Le projet devrait contribuer à une augmentation de [10-20] % de l'EBITDA du groupe ČEZ, de sorte que tout comportement susceptible de réduire les résultats financiers du projet aurait une incidence significative sur les résultats financiers du groupe ČEZ.

(550) Deuxièmement, la Commission fait observer que la formule de rémunération de l'AA contient des éléments intégrés qui limitent considérablement les avantages que le bénéficiaire pourrait tirer d'un comportement de rétention de capacité manipulatrice. Comme expliqué au considérant 533, le risque de comportements abusifs conduisant à une hausse des prix du marché (tels qu'une rétention de capacité) est atténué, car de tels comportements entraîneraient une augmentation du prix de référence et, partant, une baisse du paiement au titre de l'élément relatif au règlement ex-post. Bien que ces protections contre les comportements de rétention disparaîtront après la période de l'AA, il importe d'observer que le bénéficiaire ne sera toujours que peu incité à adopter des comportements de rétention de capacité manipulatrice. Malgré l'absence de règlement ex-post, le groupe ČEZ ne jugera pas rentable d'adopter un comportement de rétention, compte tenu des coûts importants liés à l'exploitation et à la maintenance d'une telle centrale. En outre, les futurs comportements abusifs sont limités par le degré élevé d'interconnexion avec les marchés voisins, étant donné que le paysage de la production d'électricité devrait reposer sur un bouquet de sources d'énergie plus diversifié et développé, ce qui diminuera la capacité à influencer les prix au moyen d'une rétention.

(551) Troisièmement, la Tchéquie indique que, compte tenu du degré élevé d'interconnexion du marché tchèque de l'électricité avec ceux de l'Autriche, de l'Allemagne, de la Pologne et de la Slovaquie, le projet devrait avoir une incidence nulle ou très limitée sur la fixation des prix en Tchéquie entre 2030 et 2050, étant donné que le prix du marché pour la région interconnectée devrait être fondé sur le prix de l'électricité produite en dehors de la Tchéquie pour une très grande majorité d'heures. En effet, comme expliqué plus en détail à la note de bas de page n° 139, la Tchéquie est particulièrement bien interconnectée avec les réseaux d'électricité de ses voisins, qui sont donc en mesure d'exercer une influence considérable sur la formation des prix sur le marché tchèque. Cette constatation cadre avec les conclusions du rapport d'Oxera, qui a évalué la technologie de fixation des prix sur le marché tchèque de l'électricité au cours de la période 2030-2050 et a conclu que le projet serait preneur de prix, étant donné que le prix sera fixé, pour une grande majorité d'heures, par des producteurs externes, et, pour les heures restantes, essentiellement par les centrales au gaz et au lignite tchèques. À mesure que la production d'énergie renouvelable entrant dans le réseau augmente, le nombre d'heures à prix nul devrait également augmenter considérablement et atteindre environ 16 % d'ici à 2050.

(552) La Commission observe que ces conclusions sont conformes à celles formulées dans une analyse ([233]) du Centre commun de recherche (JRC) de la Commission, qui montre qu'en 2022, en raison de la situation géographique du marché de l'électricité tchèque et de sa forte capacité d'interconnexion, les prix sur ce marché étaient largement influencés par la dynamique du marché de ses voisins, comme en atteste le fait que la part des heures pour lesquelles les prix étaient fixés par des producteurs externes était supérieure à 90 % en Tchéquie, soit l'un des taux les plus élevés de l'UE. L'un des principaux facteurs influençant les prix de l'électricité tchèque est le marché allemand voisin, qui, en raison de sa grande taille et de la croissance de sa production d'électricité renouvelable, affecte de plus en plus la structure des prix de ses partenaires commerciaux. Étant donné que l'Allemagne échange des volumes de plus en plus importants d'électricité avec ses voisins, les prix de l'électricité de ces derniers sont de plus en plus influencés par les fluctuations en Allemagne ([234]). De fait, les prix horaires de l'électricité sur le marché journalier tchèque étaient presque identiques (c'est-à-dire moins de 1 % d'écart) pour 48 % des heures entre 2021 et 2023 ([235]). Selon l'analyse du JRC, la même tendance devrait persister au cours de la période allant jusqu'en 2030, date à laquelle les producteurs externes devraient être fixeurs de prix pour environ 80 % des heures en Tchéquie. En 2030, la technologie de fixation des prix sur le marché tchèque de l'électricité devrait être le gaz naturel (pour environ 50 % du temps), suivi du lignite, du pétrole, des SER et du nucléaire.

([233]) The Merit Order and Price-Setting Dynamics in European Electricity Markets, disponible à l'adresse suivante: https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC134300.

([234]) BloombergNEF: EU Power Weekly: Identifying Europe's «Macrogrids», 10 février 2020.

([235]) Plateforme de transparence du REGRT pour l'électricité.

(553) Quatrièmement, la Tchéquie soutient que les résultats du marché de l'électricité peuvent varier considérablement d'une période de règlement horaire à l'autre et que les parts de marché globales de la production ne brossent pas un tableau complet du pouvoir de marché. La Tchéquie considère que des indicateurs tels que l'indice de l'offre résiduelle ([236]) sont utiles pour évaluer la capacité d'un producteur à agir indépendamment de ses concurrents, étant donné qu'il évalue la mesure dans laquelle un producteur est nécessaire pour satisfaire la demande résiduelle. Comme le montre l'analyse figurant dans le rapport d'Oxera, le caractère essentiel de ČEZ déterminé au moyen de l'indice de l'offre résiduelle devrait fortement diminuer entre 2030 et 2050. Alors qu'en 2030, ČEZ devrait jouer un rôle essentiel pour presque toutes les heures, la part des heures pour lesquelles ČEZ jouera un rôle essentiel passera sous 10 % d'ici 2050. Il est important de noter que cette tendance n'est que légèrement influencée par la mise en service du projet, étant donné que le caractère essentiel de ČEZ n'augmente que de 14 % du fait de ce projet, et que cet effet devrait disparaître d'ici à 2050. La Commission relève que la probabilité d'une manipulation des prix augmente généralement lorsque ČEZ occupe une position dominante. Avec des parts de marché généralement supérieures à 50 % sur un marché en cause spécifique, il existe une présomption de dominance selon laquelle les parts de marché très importantes sont elles-mêmes, sauf circonstances exceptionnelles, la preuve de l'existence d'une position dominante ([237]). Parallèlement, pour l'évaluation de la dominance, les parts de marché ne sont qu'un point de départ et d'autres aspects doivent être pris en considération ([238]). La Commission souligne dans ce contexte que les parts de marché de ČEZ dans la production d'électricité diminuent au fil du temps et devraient connaître une baisse particulièrement significative en 2040 et, en toute hypothèse, être inférieures à 45 % d'ici à 2050. En outre, la Commission n'a trouvé aucun élément indiquant que l'évolution du caractère essentiel de ČEZ ne serait pas exacte et plausible. En particulier, dans leurs observations, les tiers n'ont que très peu soulevé de préoccupations quant à une éventuelle distorsion du marché due au projet.

(554) Cinquièmement, la Tchéquie a fait référence aux conclusions du rapport d'Oxera selon lesquelles la mise en service d'EDU II aura un faible effet en abaissant le prix de l'électricité sur le marché tchèque d'environ 2 EUR/MWh entre 2040 et 2050.

(555) En conclusion, eu égard aux arguments qui précèdent, la Commission estime que les distorsions de concurrence en ce qui concerne la rétention de capacité potentielle sont maintenues à un minimum. En outre, la Commission considère que, vu la conception actuelle de la mesure, les risques de liquidité du marché susceptibles de se matérialiser sont mineurs et les incidences sur les prix, les investissements et les flux transfrontières sont réduites au minimum.

8.3.3.6.4. Rôle de l'entité ad hoc sur le marché

(556) Dans la décision d'ouverture, la Commission a initialement considéré que la conception de l'entité ad hoc telle qu'elle était alors connue constituait un dispositif globalement approprié pour dissiper d'éventuelles préoccupations liées à la concurrence. Toutefois, l'incidence de ce dispositif sur le marché, et en particulier du rôle de l'entité ad hoc, était encore difficile à évaluer, étant donné que la Tchéquie n'a cessé de modifier la structure du projet et que des informations suffisamment établies faisaient dès lors défaut. Pour cette raison, la Commission a émis des doutes quant aux effets de l'entité ad hoc sur le marché.

(557) À la suite de la décision d'ouverture, la Tchéquie a précisé dans plusieurs communications le rôle de l'entité ad hoc dans la situation du marché en Tchéquie (voir considérants 273 à 278 ci-dessus).

(558) Eu égard à ces communications, la Commission conclut que la Tchéquie a suffisamment clarifié les faits qui l'avaient conduite à soulever de tels doutes dans la décision d'ouverture, y compris en apportant des explications supplémentaires. Les raisons de ce manquement sont exposées ci-après.

([236]) L'indice de l'offre résiduelle est calculé comme étant le rapport entre la capacité totale disponible et la capacité de l'entreprise, divisé par la demande résiduelle.

([237]) Arrêt du 3 juillet 1991, AKZO/Commission, C–62/86, ECLI:EU:C:1991:286, point 60.

([238]) Arrêt du 13 février 1979, Hoffmann-La Roche/Commission, C–85/76, ECLI:EU:C:1979:36, points 39 à 41.

(559) Premièrement, la Commission s'est inquiétée de l'autonomie de l'entité ad hoc, et, en particulier, de la question de savoir si celle-ci agirait suffisamment en tant qu'entité privée maximisant ses profits. À cet effet, il est important que l'entité ad hoc et EDU II n'aient pas la possibilité de coordonner, d'une part, l'exploitation de la centrale nucléaire et, d'autre part, les échanges de l'électricité produite. Alors que ČEZ est l'unique actionnaire d'EDU II (voir section 3.2.1 ci-dessus), les actions de l'entité ad hoc sont détenues uniquement par la Tchéquie et, par conséquent, ČEZ ne saurait exercer la moindre coordination. Toutefois, étant donné que la Tchéquie détient une participation majoritaire à la fois dans ČEZ (voir considérant 32) et dans l'entité ad hoc, on pourrait concevoir que la Tchéquie coordonne elle-même l'exploitation de la centrale nucléaire, d'une part, et le comportement commercial de l'entité ad hoc, d'autre part, en vue de maximiser les profits de ČEZ.

(560) La Commission observe que la structure de gouvernance de l'entité ad hoc sépare son processus décisionnel en matière de stratégie commerciale d'EDU II, ce qui garantit l'autonomie et limite les risques d'influences indues. Cette séparation est d'autant plus importante qu'elle rend peu probable l'utilisation par la Tchéquie de sa participation majoritaire dans ČEZ et donc dans EDU II, d'une part, et de son contrôle de l'entité ad hoc, d'autre part, pour maximiser les profits de ČEZ, dont elle bénéficie potentiellement et indirectement au moyen du paiement de dividendes, de l'augmentation de la capacité de production de ČEZ et, simultanément, du nouveau lien vertical vers les marchés de gros et de détail par l'intermédiaire de l'entité ad hoc. La Commission considère ainsi qu'il est garanti que la stratégie d'exploitation et de négociation de l'entité ad hoc ne sera pas influencée par les intérêts particuliers d'un acteur du marché (ČEZ) et qu'elle restera alignée sur les objectifs plus larges d'intérêt public en matière de sécurité d'approvisionnement et de prix de l'énergie abordables.

(561) Deuxièmement, la possibilité que la structure de l'entité ad hoc fausse les signaux du marché, notamment en ce qui concerne l'appel de la centrale, était préoccupante. Toutefois, dans l'AA révisé, l'entité ad hoc n'a aucune influence sur la décision d'appel de la centrale, qui relève entièrement du contrôle d'EDU II. Comme conclu à la section 8.3.3.5.1.2, la formule de rémunération incite suffisamment EDU II à opérer efficacement sur le marché de l'électricité, en limitant les distorsions du signal de prix du marché ou de l'ordre de préséance économique.

(562) La Commission souligne par ailleurs que l'analyse d'Oxera ([239]), telle que citée par la Tchéquie, suggère que la mise en service de la centrale n'affectera pas substantiellement les prix de gros de l'électricité ni la position de ČEZ sur le marché. La centrale n'influencerait pas de manière significative les prix de gros de l'électricité, ce qui confirme que l'exploitation par l'entité ad hoc et la mise en service de la centrale ne fausseront pas la dynamique du marché et ne procureront pas d'avantage indu à certains acteurs.

(563) Troisièmement, l'incertitude quant à la manière dont l'entité ad hoc vendrait son électricité, en particulier aux consommateurs industriels, constituait une préoccupation importante. En réponse, la Tchéquie s'est engagée à ce que l'entité ad hoc vende au moins 70 % de l'électricité produite par EDU II sur des bourses d'échange (voir considérant 112 ci-dessus) et le reste par au moyen d'enchères soumises à des conditions empêchant les distorsions de concurrence sur le ou les marchés de l'électricité (voir considérant 113 ci-dessus).

(564) La Tchéquie a expliqué que les paramètres envisagés pour les futures enchères d'énergie nucléaire comprendront des lots d'un volume estimé entre 1 et 10 MW et une durée des contrats de mise aux enchères d'un an, d'un trimestre ou d'une durée plus courte. Les enchères seront organisées selon la procédure du «prix d'offre» («pay-as-bid»), avec un prix minimum prédéfini qui sera annoncé au plus tôt un à deux jours avant la clôture de l'enchère. Les enchères seront par ailleurs organisées sur une base trimestrielle ou annuelle, avec des règles transparentes prévoyant une période d'annonce de 30 jours avant le début de l'enchère. Enfin, la durée des enchères ne dépassera pas une période de sept jours civils et les résultats seront annoncés dans le courant de la semaine suivante. Ces dispositions s'appliquent à la fois aux enchères organisées pendant la période de l'AA et à celles organisées après cette période. Ces paramètres envisagés sont suffisamment clairs pour que l'on puisse effectivement s'attendre à ce que les enchères soient menées de manière non discriminatoire, en permettant à un groupe suffisamment vaste d'acteurs du marché de soumettre des offres utilement et de manière transparente.

([239]) Voir le rapport d'Oxera.

(565) Dans des circonstances exceptionnelles, EDU II a le droit de vendre directement de l'électricité sur le marché de gros. Cette possibilité n'est toutefois donnée que lorsque l'entité ad hoc ne satisfait pas à son obligation d'achat de la production au titre de l'AA. Dans un tel cas de figure, la centrale est toujours en activité et l'électricité doit être mise sur le marché. La possibilité offerte à EDU II de vendre directement l'électricité semble donc raisonnable. Il convient néanmoins d'éviter que cela permette à EDU II de contourner toutes les limitations mises en place afin de garantir la vente non discriminatoire de l'électricité. La Commission observe que la Tchéquie s'est engagée à ce que, dans ce cas, EDU II vende toute l'électricité produite sur le marché au comptant en tant que preneur de prix. Ce faisant, EDU II ne peut ni sélectionner un acheteur spécifique (étant donné que la vente a lieu sur une bourse anonyme), ni déterminer le prix ou les conditions de vente (étant donné que les produits standard sont vendus au prix marginal sur la bourse), ce qui cadre également avec le problème sous-jacent à résoudre: si l'entité ad hoc n'achète pas l'électricité produite, il faut trouver une solution rapide pour écouler la production de la centrale. Utiliser le marché au comptant en tant que preneur de prix résout ce problème de manière rapide et fiable. Compte tenu de ces engagements, la Commission considère que la solution de repli consistant en une vente directe exceptionnelle de la production par EDU II n'entraîne pas de problèmes de concurrence supplémentaires.

(566) Même dans des cas exceptionnels où la liquidité des bourses d'échange concernées diminuerait de manière significative, ces conditions commerciales ne changeraient pas et l'entité ad hoc ne pourrait modifier que temporairement le ratio d'attribution de l'électricité produite aux plateformes d'échange. Plus précisément, dans de tels cas, 50 % de la production d'électricité pourrait être échangée sur les bourses d'échange et 50 % au moyen d'enchères (voir considérants 117 et 118). Ce fonctionnement transparent garantit un accès équitable à l'électricité produite et renforce l'intégrité du marché.

(567) Quatrièmement, la Tchéquie a fourni des assurances garantissant que l'entité ad hoc et ČEZ fonctionneront de manière indépendante avec des structures de gouvernance et de gestion distinctes. Si l'entité ad hoc devait externaliser ses activités commerciales, cette externalisation aurait lieu au moyen d'un appel d'offres public non discriminatoire, garantissant qu'aucun avantage indu ne soit donné à une entité particulière. En ce qui concerne ČEZ, toutefois, l'entité ad hoc a l'interdiction d'externaliser ses activités de commerce d'électricité au groupe ČEZ ou à des entités faisant partie de ce groupe (voir considérant 46). Cet engagement de la Tchéquie garantit que ČEZ ne reprenne pas, dans les faits, le contrôle de la vente de la production d'EDU II par voie de délégation, en contournant ainsi les effets de la structure de l'entité ad hoc.

(568) La Commission observe que ČEZ supervisera les activités d'EDU II en tant que promoteur du projet et en tant qu'actionnaire unique d'EDU II. L'implication directe de ČEZ se limitera à apporter des fonds propres à EDU II et, éventuellement, à lui fournir des activités de services partagés dans des conditions de pleine concurrence.

(569) La Commission remarque également que la structure de gouvernance séparera ČEZ de celle du bénéficiaire de l'aide d'État, EDU II (en tant que promoteur, propriétaire et exploitant de la centrale nucléaire). EDU II sera une entité juridique distincte, dotée d'un conseil d'administration et d'une direction distincts ayant un devoir de loyauté à l'égard de la société EDU II. EDU II sera gérée de manière indépendante, tant sur le plan financier qu'opérationnel, et sera soumise à un contrôle réglementaire. EDU II disposera d'une structure de rapports spécifique pour sa communication avec ČEZ en tant que société mère. La structure de gouvernance garantira l'indépendance d'EDU II par rapport à ČEZ en limitant de fait la capacité de ČEZ à interférer indument dans le fonctionnement quotidien d'EDU II. EDU II agira conformément aux incitations offertes au moyen de la formule de rémunération conformément à sa propre stratégie opérationnelle. La Commission conclut que la Tchéquie a suffisamment clarifié les faits qui l'avaient conduite à soulever des doutes dans la décision d'ouverture en apportant des explications supplémentaires sur la relation entre l'entité ad hoc, EDU II et ČEZ.

(570) La Commission a reconnu qu'il existait un risque d'influence indue en cas d'externalisation des activités commerciales de l'entité ad hoc. L'engagement de la Tchéquie à organiser un appel d'offres ouvert et non discriminatoire pour toute externalisation de ce type, excluant toute externalisation à ČEZ et assorti de dispositions contractuelles visant à ce que l'entité ad hoc conserve la propriété de la stratégie commerciale, réduit néanmoins considérablement ces risques.

(571) Compte tenu de ce qui précède, la Commission conclut que la Tchéquie a répondu de manière adéquate aux préoccupations initialement soulevées. Les mesures, telles que décrites, et les garanties mises en place assurent le bon fonctionnement et la compétitivité adéquate du marché. La Commission n'a donc plus aucun doute quant à l'incidence du rôle de l'entité ad hoc proposée sur le marché.

8.3.3.6.5. Conclusion concernant les effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges

(572) La Commission conclut que, dans l'ensemble, le risque de distorsions de la concurrence est limité, sur la base des considérations visées aux sections 8.3.3.6.1, 8.3.3.6.2, 8.3.3.6.3 et 8.3.3.6.4 ci-dessus, et compte tenu des engagements pris par la Tchéquie.

8.3.4. *Mise en balance des effets positifs de l'aide et des effets négatifs sur la concurrence et les échanges*

(573) À la suite d'une évaluation approfondie effectuée à la section 8.3.2 de la présente décision, la Commission reconnaît que le train de mesures vise à encourager un investissement dans l'énergie nucléaire et contribue donc au développement d'une activité économique, à savoir la production d'électricité à partir de sources d'énergie nucléaire, tout en contribuant à la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

(574) La Commission prend également note du fait que cette activité serait considérée, compte tenu de l'engagement à appliquer les critères d'examen technique pour les activités économiques dans le secteur de l'énergie nucléaire énoncés dans le règlement sur la taxinomie de l'UE, comme un investissement durable sur le plan environnemental au titre de ce règlement.

(575) La Commission reconnaît qu'en l'absence de l'aide, incluant les trois mesures constituant le train de mesures d'aide, on ne pourrait pas s'attendre à ce que l'investissement soit réalisé. L'aide est donc nécessaire au développement de cette activité économique.

(576) La Commission a conclu que la combinaison de l'AA d'une durée réduite de 40 ans, de l'AFR et du mécanisme de protection contre les changements législatifs, telle que structurée dans les mesures notifiées, constituait un ensemble d'instruments appropriés. La procédure formelle d'examen n'a pas apporté la preuve que d'autres mesures auraient été aussi efficaces avec moins d'effets de distorsion.

(577) L'aide sera accordée de manière proportionnée, étant donné que le bénéficiaire ne conservera pas de bénéfices en dehors de ce qui est strictement nécessaire pour assurer l'exploitation économique et la viabilité de la centrale nucléaire. La durée réduite de l'accord d'achat garantit qu'après le remboursement du coût d'investissement, la centrale sera entièrement exposée aux risques de prix.

(578) En particulier, la Commission observe qu'au cours de la période de l'AA également, la formule de rémunération incite fortement EDU II à exploiter la centrale de manière efficace, en utilisant les capacités flexibles existantes pour réagir aux prix du marché.

(579) La révision régulière d'un ensemble clairement défini de valeurs d'entrée du modèle financier, permettant de les ajuster à la hausse ou à la baisse, garantit que les incertitudes importantes qui existent actuellement en ce qui concerne les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation n'entraîneront pas de surcompensation pour le bénéficiaire. L'application d'un mécanisme de partage des gains garantit en outre qu'EDU II demeure encouragée à fonctionner aussi efficacement que possible, tout en partageant une part plus importante du rendement des capitaux propres avec l'État, en limitant ainsi la surcompensation en cas d'évolution des coûts ou des recettes plus favorable que prévu.

(580) Le taux de rendement des capitaux propres cible de [9-11] % est proportionné, eu égard au risque inhérent au projet, en tenant dûment compte des effets d'atténuation des risques des mesures d'aide.

(581) La Commission relève également que ČEZ ne contrôlera pas les activités commerciales de l'entité ad hoc et sera soumise à des contraintes limitant son intérêt et sa capacité à abuser de toute position renforcée sur le marché que lui conférerait la mesure. La forte interconnexion du système tchèque limitera également l'exercice d'un pouvoir de marché. La Commission observe de surcroît que les engagements commerciaux garantissent une vente d'électricité régulière par l'entité ad hoc puis par ČEZ à des conditions non discriminatoires à tous les acteurs du marché, ce qui peut améliorer la liquidité sur le marché de gros de l'électricité à court terme et pourrait favoriser la concurrence sur les marchés de détail.

(582) La Commission conclut que, dans l'ensemble, les distorsions de concurrence potentielles sont limitées, eu égard aux considérations exposées à la section 8.3.3 ci-dessus, en tenant compte des engagements proposés par les autorités tchèques et le bénéficiaire de l'aide.

(583) Après une mise en balance complète et en tenant compte des engagements proposés, la Commission est arrivée à la conclusion que les distorsions de concurrence résultant de la mesure sont limitées au minimum nécessaire et sont contrebalancées par les effets positifs des mesures.

8.3.5. *Conclusion concernant la compatibilité de l'aide*

(584) Sur la base de l'évaluation réalisée et compte tenu des circonstances spécifiques de l'affaire, la Commission considère que le paquet de mesures notifié et ultérieurement modifié par les autorités tchèques, y compris les engagements pris, est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

9. **CONCLUSIONS**

(585) La mesure telle que modifiée est compatible avec le marché intérieur sur le fondement de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

(586) La Commission indique avoir reçu, pour examen, les projets d'accord d'achat, de pacte d'investisseurs, et d'accord d'aide financière remboursable, tels que convenus à ce jour entre l'État tchèque, ČEZ et EDU II. Les autorités tchèques déclarent que les autres conditions ainsi que les documents de financement finaux contiendront les clauses standard attendues de tout investisseur pour ce type de projet (voir considérant 194). La Commission n'ayant pas eu la possibilité de vérifier les documents finaux, dans l'hypothèse où ceux-ci modifieraient la mesure telle que décrite dans la présente décision, les autorités tchèques devraient les lui notifier,

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

L'aide que la Tchéquie envisage de mettre à exécution en vue de soutenir la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Dukovany est compatible avec le marché intérieur.

Article 2

La République tchèque est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 30 avril 2024

Par la Commission
Margrethe VESTAGER
Vice-présidente exécutive

ANNEXE

Données d'entrée du modèle financier soumises à modification

Après l'appel d'offres EPC

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Durée de la phase 2 du développement	Durée de la phase 2 du développement du projet	Inp_C	43	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les délais exacts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Durée de la période de construction	Durée de la période de construction du projet	Inp_C	47	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les délais exacts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Période d'exploitation totale	Durée de la période d'exploitation totale du projet (à l'exclusion des opérations d'essai)	Inp_C	51	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les délais exacts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Dépenses d'investissement de base — Phase 2 du développement	Coût de la phase 2 du développement du projet	Inp_C	59	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Dépenses d'investissement de base — Phase de construction	Coût de la phase de construction du projet	Inp_C	60	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Capacité brute de la centrale	La capacité brute de la centrale (hors déductions pour consommation propre)	Inp_C	112	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Consommation propre	Volume de consommation nécessaire à l'exploitation de la centrale	Inp_C	113	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Disponibilité pendant la période d'essai	Disponibilité de la centrale pendant la période d'essai	Inp_C	132	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Disponibilité après la période d'essai	Disponibilité de la centrale en période d'exploitation totale	Inp_C	135, 138	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Phasage des dépenses d'investissement pendant la phase 2 du développement	Profil des dépenses engagées au cours de la phase 2 de la phase de développe-ment du projet	Inp_V	43-48 (choisi à l'Inp_C 65)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts et les délais exacts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Phasage des dépenses d'investissement dans la construction	Profil des dépenses engagées pendant la construction	Inp_V	53-61 (choisi à l'Inp_C 66)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts et les délais exacts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Hypothèses en matière de disponibilité	Profil annuel de la disponibilité de la centrale	Inp_V	70-82 (choisi à l'Inp_C 138)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les paramètres affectant les hypothèses de disponibilité dépendent des spécifications techniques de la centrale et seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue. L'actualisation ne peut toutefois pas revoir à la baisse les hypothèses de disponibilité figurant dans le modèle financier du 15 mars 2024, qui sont fondées sur les plans de la centrale conformes aux normes européennes des fournisseurs d'électricité pour les centrales nucléaires de puissance à eau légère.
Coût variable	Coûts déterminés dans une large mesure par la production de la centrale (p.ex. combustible, élimination des déchets non radioactifs, provision pour le déclassement)	Inp_V	143-220 (choisi à l'Inp_C 226)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Coût fixe	Coûts qui seront supportés indépendam-ment de la production de la centrale (p.ex. salaires, fournitures de bureau, sécurité)	Inp_V	237-279 (choisi à l'Inp_C 225)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Coût du cycle de vie	Coûts qui seront engagés pour le remplacement et les travaux de rénovation importants des composants de la centrale	Inp_V	286-295 (choisi à l'Inp_C 227)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Coût d'exploitation	Profil des valeurs du paramètre *c* dans la formule de rémunération.	Inp_V	502-506	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les coûts seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Coûts supplémentaires imputables au suivi de la charge	Coûts non pris en compte dans d'autres postes de coûts qui sont imputables aux activités de suivi de la charge de la centrale	Inp_V	300-304 (choisi à l'Inp_C 228)	Actualisation justifiée par l'issue de la procédure EPC (les coûts seront spécifiés sur la base des spécifications techniques du soumissionnaire)
Dette initiale — taux d'intérêt fixe/variable	Détermine si le taux d'intérêt pour l'AFR est un taux fixe ou variable	Inp_C	337	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.
Dette initiale — Taux d'intérêt — marge pendant l'exploitation	Coût de la dette pour l'AFR pendant la phase d'exploitation	Inp_C	346-356	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.
Dette initiale — Frais	Frais liés à la garantie de l'AFR	Inp_C	359-361	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.
Mode de remboursement de la dette standby	Principale option de rembourse-ment d'une dette standby	Inp_C	376	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Dette standby— taux d'intérêt fixe/variable	Détermine si le taux d'intérêt pour la dette standby est un taux fixe ou variable	Inp_C	380	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.
Dette standby — Taux d'intérêt — marge pendant l'exploitation	Coût de la dette pour la dette standby pendant la phase de construction	Inp_C	389-399	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.
Dette standby — Frais	Frais liés à la garantie de la dette standby	Inp_C	402-404	Donnée actualisée afin de refléter les conditions de l'AFR.
Amortissement total du coût du combustible	Durée de l'amortisse-ment des coûts de combustible	Inp_C	230	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Amortissement des coûts du cycle de vie	Durée d'amortisse-ment des coûts du cycle de vie	Inp_C	233	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Jours de fonds de roulement	Nombre de jours écoulés entre la production d'électricité et le paiement	Inp_C	251-253	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC (modalités de paiement avec le fournisseur EPC et avec l'entité ad hoc). L'hypothèse actuelle du modèle peut être actualisée afin de l'aligner sur les conditions d'utilisation et de remboursement de l'AFR ainsi que sur toute éventuelle disposition contractuelle dans le contrat EPC.
Début de la période active de financement de la dette	Début de l'utilisation de l'AFR	Inp_C	276	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les délais exacts dépendent du début de la phase 2 du développement et seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Restriction des dividendes par les résultats non distribués	Détermine si les dividendes sont limités par les résultats non distribués	Inp_C	455	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. L'appel d'offres EPC définira les coûts de construction et, partant, le montant de la dette et la structure de financement finale. La forme des fonds propres pourrait également avoir une incidence sur cette donnée d'entrée.

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Profil de la quantité de référence (k)	Profil des valeurs du paramètre *k* dans la formule de rémunération.	Inp_V	473-485 (choisi à l'Inp_C 185)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Profil du paramètre alpha	Profil des valeurs du paramètre alpha utilisé dans la formule de rémunération.	Inp_V	489-493 (choisi à l'Inp_C 187)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Ce paramètre dépend des spécifications techniques et des coûts d'exploitation de la centrale et sera confirmé sur la base de l'offre EPC retenue.
Hypothèses relatives au suivi de la charge — copiées à partir du modèle de recettes — % des recettes	Incidence sur les recettes représentant l'avantage de la pratique de suivi de la charge (modélisée dans le modèle de recettes)	Inp_V	523-540 (choisi à l'Inp_C 198)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les paramètres affectant les hypothèses de disponibilité pour le suivi de la charge dépendent des spécifications techniques de la centrale et seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue. L'actualisation ne peut toutefois pas revoir à la baisse les hypothèses de disponibilité figurant dans le modèle financier du 15 mars 2024, qui sont fondées sur les plans de la centrale conformes aux normes européennes des fournisseurs d'électricité pour les centrales nucléaires de puissance à eau légère.
Hypothèses relatives au suivi de la charge — copiées à partir du modèle de recettes — % des coûts d'exploitation	Incidence sur les coûts représentant l'avantage de la pratique de suivi de la charge (modélisée dans le modèle de recettes)	Inp_V	536-542 (choisi à l'Inp_C 199)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC. Les paramètres affectant les hypothèses de disponibilité pour le suivi de la charge dépendent des spécifications techniques de la centrale et seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue. L'actualisation ne peut toutefois pas revoir à la baisse les hypothèses de disponibilité figurant dans le modèle financier du 15 mars 2024, qui sont fondées sur les plans de la centrale conformes aux normes européennes des fournisseurs d'électricité pour les centrales nucléaires de puissance à eau légère.
RCSD cible	Ratio de couverture cible du service de la dette pour le service de la dette total	Inp_C	297, 328-330	Actualisation justifiée par la finalisation de l'AFR et de l'appel d'offres EPC (les coûts de construction seront confirmés dans le cadre de l'appel d'offres EPC)
LLCR cible	Ratio de couverture cible pendant la durée du prêt pour le service de la dette total	Inp_C	301	Actualisation justifiée par la finalisation de l'AFR et de l'appel d'offres EPC (les coûts de construction seront confirmés dans le cadre de l'appel d'offres EPC)

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
PLCR cible	Ratio de couverture cible pendant la durée du projet pour le service de la dette total	Inp_C	304	Actualisation justifiée par la finalisation de l'AFR et de l'appel d'offres EPC (les coûts de construction seront confirmés dans le cadre de l'appel d'offres EPC)
Dette initiale — durée de la dette et période de moratoire	Durée totale de l'AFR	Inp_C	311-312	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Mode de remboursement de la dette initiale	Principal profil de rembourse-ment pour l'AFR	Inp_C	329	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Détails du compte de réserve pour la maintenance	Compte utilisé pour couvrir une partie des coûts de maintenance anticipés sur une période de prévision définie	Inp_C	466-472	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Compte de réserve pour le service de la dette	Compte utilisé pour couvrir une partie du service de la dette anticipé sur une période de prévision définie	Inp_C	482-502	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Détails du compte de réserve pour le déclassement	Compte destiné à couvrir les coûts de déclassement anticipés	Inp_C	474-480	Donnée actualisée en cas d'augmentation des coûts couverte par des motifs légitimes.
Réserve de déclassement	Profil du financement nécessaire pour la réserve de déclassement	Inp_V	310-315 (choisi à l'Inp_C 477)	Donnée actualisée en cas d'augmentation des coûts couverte par des motifs légitimes.
Facteur de sculpture de la dette initiale	Facteur de sculpture du rembourse-ment du principal de l'AFR	Inp_V	354-364 (choisi à l'Inp_C 330)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Remboursement de la dette fixe	Profil du remboursement annuel du principal de la dette fixe	Inp_V	378-388 (choisi à l'Inp_C 335)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Taux variable de la dette initiale	Profil du taux variable pour le coût de l'AFR	Inp_V	390-397 (choisi à l'Inp_C 340)	Donnée actualisée afin de refléter l'issue de la procédure de sélection du contractant EPC et l'AFR, étant donné que les coûts d'investissement et le montant de l'AFR seront confirmés sur la base de l'offre EPC retenue.
Hypothèses d'inflation	Hypothèses macroéconomiques relatives aux mécanismes d'indexation choisis	Inp_V	15-24 (choisi aux Inp_C 239-245)	Donnée actualisée afin de calculer la valeur nominale des dépenses d'investissement à partir des données sur les dépenses d'investissement au jour le jour reçues dans le cadre de l'appel d'offres EPC
Taux de TVA	Taux de la taxe sur la valeur ajoutée applicable au projet	Inp_C	548	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Applicabilité de la TVA	Éléments de recettes et de coûts pour lesquels la TVA est applicable	Inp_C	544-556	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Taxe professionnelle — Intérêts maximaux admissibles en % de l'EBITDA	Charges d'intérêts maximales admissibles exprimées en % de l'EBITDA et servant à calculer le revenu imposable	Inp_C	562	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Taux d'imposition des sociétés	Taux de la taxe professionnelle applicable au projet	Inp_C	576	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Taux de déduction pour amortissement — panier de taux généraux et panier de taux spéciaux	Taux des déductions pour amortissements	Inp_C	581-583	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Taxation des coûts du projet	Détermine la taxation des déductions pour amortisse-ments relatives à des postes de coûts spécifiques	Inp_C	587-589	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Amortissement comptable	Informations sur les amortisse-ments comptables pour différentes catégories d'actifs	Inp_V	324-336	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Amortissement fiscal	Informations sur les amortisse-ments fiscaux pour différentes catégories d'actifs	Inp_V	338-350	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)

Pendant la durée de l'AA

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Coût variable	Coûts déterminés par la production de la centrale (p.ex. combustible, élimination des déchets non radioactifs, provision pour le déclassement)	Inp_V	143-220 (choisi à l'Inp_C 226)	Le coût variable sera actualisé afin de tenir compte des dépassements de coûts en cas d'événement imputable à un motif légitime Le coût variable constituant le «*c*» sera actualisé périodiquement dans le cadre de la révision de la formule de rémunération.
Coût fixe	Coûts qui seront supportés indépendam-ment de la production de la centrale (p.ex. salaires, fournitures de bureau, sécurité)	Inp_V	237-279 (choisi à l'Inp_C 225)	Donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements de coûts lors d'événements imputables à un motif légitime

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Coûts supplémentaires imputables au suivi de la charge	Coûts non pris en compte dans d'autres postes de coûts qui sont imputables aux activités de suivi de la charge de la centrale	Inp_V	297-306 (choisi à l'Inp_C 228)	Si un événement imputable à un motif légitime entraîne un dépassement des coûts sous la forme de coûts supplémentaires de suivi de la charge, la donnée d'entrée «coûts supplémentaires imputables au suivi de la charge» sera actualisée en conséquence dans le modèle financier. Les coûts supplémentaires imputables au suivi de la charge seront également revus et actualisés dans le cadre de la révision périodique de la formule de rémunération de l'AA.
Dépassement des dépenses d'investissement — Phase 1 du développement	Montant de tout dépassement des dépenses survenant au cours de la première phase du développe-ment	Inp_C	70	Donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements de coûts lors d'événements imputables à un motif légitime
Dépassement des dépenses d'investissement — Phase 2 du développement	Montant de tout dépassement des dépenses survenant au cours de la deuxième phase du développe-ment	Inp_C	71	Donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements de coûts lors d'événements imputables à un motif légitime
Dépassement des dépenses d'investissement — Phase de construction	Montant de tout dépassement des dépenses survenant au cours de la construction	Inp_C	72	Donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements de coûts lors d'événements imputables à un motif légitime
Pourcentage du dépassement relevant d'un motif légitime	Proportion de dépassements dus à des motifs légitimes	Inp_C	77	Actualisation justifiée par des dépassements de coûts lors d'un événement relevant de motifs légitimes — donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements lors d'événements relevant de motifs légitimes.
Dépassement des dépenses d'investissement — Phase 1 du développement	Profil de tout dépassement des dépenses survenant au cours de la première phase du développe-ment	Inp_V	415-420 (choisi à l'Inp_C 83)	Donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements de coûts lors d'événements imputables à un motif légitime

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Dépassement des dépenses d'investissement — Phase 2 du développement	Profil de tout dépassement des dépenses survenant au cours de la deuxième phase du développe-ment	Inp_V	425-430 (choisi à l'Inp_C 84)	Donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements de coûts lors d'événements imputables à un motif légitime
Dépassement des dépenses d'investissement — Phase de construction	Profil de tout dépassement des dépenses survenant au cours de la construction	Inp_V	435-440 (choisi à l'Inp_C 85)	Actualisation justifiée par des dépassements de coûts lors d'un événement relevant de motifs légitimes - donnée actualisée afin de tenir compte des dépassements lors d'événements relevant de motifs légitimes.
Hypothèses d'inflation	Hypothèses macroécono-miques relatives aux mécanismes d'indexation choisis	Inp_V	15-24 (choisi aux Inp_C 239-245)	Actualisations destinées à tenir compte de variations de la valeur des indices respectifs dans le temps L'actualisation des valeurs sera supervisée par le ministère de l'industrie et du commerce.
Taux de TVA	Taux de la taxe sur la valeur ajoutée applicable au projet	Inp_C	548	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Applicabilité de la TVA	Éléments de recettes et de coûts pour lesquels la TVA est applicable	Inp_C	544-556	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Taxe professionnelle — Intérêts maximaux admissibles en % de l'EBITDA	Charges d'intérêts maximales admissibles exprimées en % de l'EBITDA et servant à calculer le revenu imposable	Inp_C	562	Actualisation justifiée par des modifications de la législation fiscale - donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)

Données d'entrée	Description des données d'entrée	Feuille	Ligne	Justification de l'actualisation
Taux d'imposition des sociétés	Taux de la taxe professionnelle applicable au projet	Inp_C	576	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Taxation des coûts du projet	Détermine la taxation des déductions pour amortissements relatives à des postes de coûts spécifiques	Inp_C	587-589	Donnée actualisée en cas de changement législatif dans un sens ou l'autre (augmentation ou diminution par rapport aux hypothèses initiales)
Profil de la quantité de référence (k)	Profil des valeurs du paramètre *k* utilisé dans la formule de rémunération.	Inp_V	473-485 (choisi à l'Inp_C 185)	La quantité de référence sera déterminée ex ante tous les cinq ans. La valeur de *(k)* variera au cours de la durée de l'AA (lors de ces révisions périodiques), en fonction de la production de la centrale escomptée chaque année sur la base des activités de maintenance, avant les effets de toute opération de suivi de la charge. Ce paramètre sera également actualisé en cas de motifs légitimes.
Profil du paramètre alpha	Profil des valeurs du paramètre alpha utilisé dans la formule de rémunération.	Inp_V	489-493 (choisi à l'Inp_C 187)	Le paramètre alpha sera déterminé ex ante tous les cinq ans (comme indiqué au considérant 97). Le paramètre alpha est défini comme étant égal à f/c chaque année, et sa valeur devra être actualisée en fonction de toute modification de *(c)* au cours de la durée de l'AA.