

DÉCISION (UE) 2017/2112 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***[notifiée sous le numéro C(2017) 1486]***(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 des observations ⁽¹⁾ et vu les observations transmises,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

- (1) Se fondant sur des articles de presse et des contacts informels avec les autorités hongroises, la Commission a ouvert, le 13 mars 2014, une enquête préliminaire concernant une éventuelle aide d'État destinée à la construction de la centrale nucléaire Paks II (ci-après «Paks II») sous le numéro SA.38454 (2014/CP).
- (2) Après plusieurs échanges d'informations et réunions formelles, les autorités hongroises ont notifié la mesure pour des raisons de sécurité juridique le 22 mai 2015, déclarant que le projet ne comportait pas d'élément d'aide d'État au sens de l'article 107 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après le «TFUE»).
- (3) Par lettre du 22 mai 2015, la Hongrie a notifié à la Commission une mesure visant à fournir une contribution financière pour le développement de deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site de Paks.
- (4) Par lettre du 23 novembre 2015, la Commission a informé la Hongrie de sa décision d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, TFUE à l'égard de cette mesure (ci-après la «décision d'ouverture»). La décision de la Commission a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* ⁽²⁾. Les parties intéressées ont été invitées par la Commission à présenter leurs observations.
- (5) La Hongrie a adressé ses observations sur la décision d'ouverture le 29 janvier 2016.
- (6) La Commission a reçu des observations de la part des parties intéressées. Ces observations ont été communiquées à la Hongrie, qui a eu la possibilité de les commenter. Elle a présenté ses observations par lettre du 7 avril 2016.
- (7) Des renseignements complémentaires ont été présentés par la Hongrie les 21 avril, 27 mai, 9 juin, 16 juin, 28 juillet 2016 et les 16 janvier et 20 février 2017.
- (8) Le 12 septembre 2016, les autorités hongroises ont renoncé à leur propre langue et accepté que la décision soit adoptée en anglais, seule langue faisant foi.

2. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE**2.1. DESCRIPTION DU PROJET**

- (9) La mesure concerne le développement de deux réacteurs nucléaires (unités 5 et 6) en Hongrie, dont la construction est entièrement financée par l'État hongrois au profit de l'entité Paks II (*MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Limited by Shares*), qui détiendra et exploitera les nouveaux réacteurs.

⁽¹⁾ JO C 8 du 12.1.2016, p. 2.

⁽²⁾ Voir note de bas de page 1.

- (10) La Fédération de Russie et la Hongrie sont convenues d'un accord intergouvernemental sur un programme nucléaire le 14 janvier 2014 ⁽³⁾. Sur la base de l'accord intergouvernemental, les deux pays coopèrent à la maintenance et à la poursuite du développement de l'actuelle centrale nucléaire de Paks (la «centrale nucléaire de Paks»). Cet accord inclut la conception, la construction, la mise en service et le démantèlement de deux nouvelles unités 5 et 6 avec des réacteurs de type VVER (refroidis et modérés à l'eau) d'une puissance installée pour chaque unité d'au moins 1 000 MW ⁽⁴⁾ venant s'ajouter aux réacteurs 1 à 4 actuellement en service sur le site. L'exploitation des unités 5 et 6 devrait compenser la perte de capacité lors du retrait des unités 1 à 4 (2 000 MW conjointement). La Hongrie a fait valoir que les unités 1 à 4 resteraient en exploitation jusqu'à la fin de 2032, 2034, 2036 et 2037 respectivement, sans qu'une nouvelle prolongation de leur durée de vie soit envisagée.
- (11) Conformément à l'accord intergouvernemental ⁽⁵⁾, la Russie et la Hongrie désigneraient toutes deux une organisation publique et contrôlée par l'État expérimentée, qui serait financièrement et techniquement chargée de remplir ses obligations en tant que contractant/propriétaire en ce qui concerne le projet.
- (12) La Russie a fait appel à la société de capitaux *Nizhny Novgorod Engineering Company Atomenergoproekt* (JSC NIAEP) pour la construction des nouveaux réacteurs (unités 5 et 6) et la Hongrie a désigné *MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Limited by Shares* ⁽⁶⁾ («Paks II») pour leur détention et leur exploitation.
- (13) Alors que l'accord intergouvernemental définit les droits et obligations généraux de la coopération nucléaire entre les deux pays, la mise en œuvre détaillée de cet accord doit être spécifiée dans des accords distincts dénommés «accords de mise en œuvre» ⁽⁷⁾ comme suit:
- a) le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction pour la construction des deux nouvelles unités 5 et 6 VVER 1200 (V491) sur le site de Paks doit être dénommé le «contrat d'ingénierie, d'achat et de construction»;
 - b) le contrat définissant les modalités et conditions de la coopération en matière d'exploitation et de maintenance des nouveaux réacteurs doit être dénommé le «contrat d'exploitation et de maintenance»;
 - c) l'accord concernant les modalités d'approvisionnement en combustible et de gestion du combustible utilisé.
- (14) Le 9 décembre 2014, JSC NIAEP et Paks II ont conclu le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction, qui stipule que les deux nouvelles unités 5 et 6 sont censées entrer en activité en 2025 et 2026 respectivement.
- (15) Par ailleurs, la Russie s'est engagée à fournir à la Hongrie un prêt d'État afin de financer le développement de Paks II. Ce prêt est régi par un accord intergouvernemental de financement (ci-après l'«accord intergouvernemental de financement») ⁽⁸⁾ et fournit une ligne de crédit renouvelable de 10 milliards d'EUR dont l'utilisation est limitée exclusivement à la conception, à la construction et à la mise en service des unités 5 et 6 de Paks II. La Hongrie utilisera cette ligne de crédit renouvelable pour financer directement les investissements dans Paks II nécessaires pour la conception, la construction et la mise en service des nouvelles unités 5 et 6, tels qu'établis par l'accord intergouvernemental de financement. Outre l'accord intergouvernemental de financement, la Hongrie fournira un montant supplémentaire de 2,5 milliards d'EUR provenant de son propre budget afin de financer l'investissement sur le site de Paks II.
- (16) En dehors de l'aide à l'investissement exposée au considérant 15, la Hongrie n'a pas l'intention d'accorder une autre aide financière à Paks II une fois que les unités 5 et 6 auront été construites. Les nouvelles unités opéreront dans des conditions de marché, sans revenus fixes ou prix garantis. La Hongrie considère qu'à ce stade, il ne sera pas nécessaire, pour Paks II, de contracter directement une dette.

⁽³⁾ Accord entre le gouvernement de la Fédération de Russie et le gouvernement de la Hongrie relatif à la coopération sur l'utilisation pacifique de l'énergie nucléaire, conclu le 14 janvier 2014 et ratifié en Hongrie par l'acte II de 2014 du parlement hongrois (2014. évi II. törvény a Magyarország Kormánya és az Oroszországi Föderáció Kormánya közötti nukleáris energia békés célú felhasználása terén folytatandó együttműködésről szóló Egyezmény kihirdetéséről).

⁽⁴⁾ Selon les autorités hongroises, les réacteurs auraient une capacité nette de 1 180 MW par unité.

⁽⁵⁾ Article 3 de l'accord intergouvernemental.

⁽⁶⁾ Résolution du gouvernement 1429/2014. (VII. 31.) [A Kormány 1429/2014. (VII. 31.) Korm. Határozata a Magyarország Kormánya és az Oroszországi Föderáció Kormánya közötti nukleáris energia békés célú felhasználása terén folytatandó együttműködésről szóló Egyezmény kihirdetéséről szóló 2014. évi II. törvény szerinti Magyar Kijelölt Szervezet kijelölése érdekében szükséges intézkedésről].

⁽⁷⁾ Article 8 de l'accord intergouvernemental.

⁽⁸⁾ Accord entre le gouvernement de la Fédération de Russie et le gouvernement de la Hongrie concernant l'extension d'un crédit d'État au gouvernement de la Hongrie pour financer la construction d'une centrale nucléaire en Hongrie, conclu le 28 mars 2014.

2.2. OBJECTIF DE LA MESURE

- (17) Comme expliqué dans la décision d'ouverture, la centrale nucléaire de Paks est la seule centrale nucléaire en activité en Hongrie. Elle appartient au négociant en électricité et producteur énergétique détenu à 100 % par l'État Magyar Villamos Művek Zártkörűen Működő Részvénytársaság (ci-après le «groupe MVM») ⁽⁹⁾. Ses quatre unités ont une capacité installée totale de 2 000 MW, chacune étant actuellement équipée de la technologie russe (VVER-440/V213). Elles seront progressivement supprimées d'ici 2037 (voir considérant 10).
- (18) La production électrique provenant de sources nucléaires joue un rôle stratégique dans le bouquet énergétique de la Hongrie, étant donné qu'environ 50 % de l'électricité globale d'origine intérieure provient des quatre réacteurs existants dans la centrale nucléaire de Paks ⁽¹⁰⁾.
- (19) Sur la base des objectifs suivants:
- maintenir une part notable des ressources nationales, et
 - diminuer la dépendance hongroise à l'égard des importations tout en garantissant la compatibilité avec la politique nationale en matière de climat,

le gouvernement a demandé au groupe MVM d'examiner les alternatives au développement de la production d'électricité dans les centrales nucléaires. Une étude de faisabilité a été élaborée par le groupe MVM, qui a examiné la mise en œuvre et le financement d'une nouvelle centrale nucléaire, susceptible d'être intégrée dans le réseau électrique et d'être exploitée de manière économique, sûre et respectueuse de l'environnement. Sur la base de cette étude de faisabilité présentée en 2008 par le groupe MVM, le gouvernement a proposé le projet au parlement hongrois, qui a consenti au lancement de travaux préparatoires pour la mise en œuvre de nouvelles unités de la centrale nucléaire sur le site de Paks ⁽¹¹⁾. Ces travaux ont été soutenus par des calculs qui ont montré que le retrait de 6 000 MW sur la capacité installée brute de 8 000-9 000 MW était prévu pour 2025 en raison de la fermeture des centrales électriques obsolètes. Ces centrales devaient être partiellement remplacées par le développement de la centrale nucléaire de Paks.

- (20) En 2011, la stratégie nationale en matière d'énergie pour la période allant jusqu'à 2030 a été mise en œuvre ⁽¹²⁾. Cette stratégie se concentre sur un scénario «nucléaire-charbon-énergie verte» pour la Hongrie. Selon les prévisions du gestionnaire des réseaux de transport (le «GRT») hongrois, MAVIR, une nouvelle capacité de production d'au moins 5,3 GW sera nécessaire en Hongrie d'ici 2026, et un peu plus de 7 GW d'ici 2031, en raison de la future demande et du retrait de la capacité de production existante en Hongrie ⁽¹³⁾. MAVIR prévoit également le retrait de la quasi-totalité de l'actuel parc de production au charbon entre 2025 et 2030, et la diminution d'environ 1 GW de la capacité installée du parc au gaz de la Hongrie, comme le montre le tableau 1 présenté par la Hongrie le 16 janvier 2017. La Hongrie a expliqué que l'étude de MAVIR ne prend en compte aucune importation ou nouvelle capacité installée dans la projection des 7 GW de nouvelle capacité requise.

Tableau 1

Suppressions progressives prévues des capacités installées nationales d'ici 2031

	(MW)	
	Existing	Phase-out
Nuclear	2 000	
Coal	1 292	1 222
Natural gas	3 084	960

⁽⁹⁾ Voir considérant 18 de la décision d'ouverture pour plus d'informations sur le groupe MVM.

⁽¹⁰⁾ Données du réseau électrique hongrois (Mavir, 2014) — https://www.mavir.hu/documents/10262/160379/VER_2014.pdf/a0d9fe66-e8a0-4d17-abc2-3506612f83df, consulté le 26 octobre 2015.

⁽¹¹⁾ 25/2009. (IV.4.) OGY Határozat a paksi bővítés előkészítéséről.

⁽¹²⁾ Stratégie nationale en matière d'énergie (ministère du développement national, Hongrie, 2011): <http://2010-2014.kormany.hu/download/7/d7/70000/Hungarian%20Energy%20Strategy%202030.pdf>.

⁽¹³⁾ A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (développement à moyen et long terme des actifs de production du réseau électrique hongrois): https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1selemz%C3%A9s_2016.pdf/462e9f51-cd6b-45be-b673-6f6afea6-f84a (Mavir, 2016).

	(MW)	
	Existing	Phase-out
Oil	410	
Intermittent renewables/weather-dependent	455	100
Other renewables	259	123
Other non-renewables	844	836
Sum	8 344	3 241

Source: autorités hongroises (Mavir).

- (21) La Hongrie et la Russie ont signé l'accord intergouvernemental dans le but de développer de nouvelles capacités sur le site de Paks. La Hongrie a expliqué que le maintien de la production d'énergie nucléaire dans le bouquet énergétique était nécessaire pour remplacer les capacités qui ont progressivement disparu, pour développer de nouvelles capacités de production et pour respecter l'objectif de la Hongrie en ce qui concerne les objectifs européens en matière de climat (en particulier les objectifs liés à la réduction attendue des émissions de CO₂).

2.3. DESCRIPTION DES NOUVELLES UNITÉS — DE LA TECHNOLOGIE À DÉPLOYER

- (22) Les nouvelles unités 5 et 6 de la centrale nucléaire de Paks II seront équipées de la technologie VVER 1200 (V491) et seront des réacteurs de dernière génération III+. La Hongrie explique que les spécifications techniques des unités à déployer sur le site Paks II donneront lieu à des avantages considérables par rapport aux unités actuelles de la centrale nucléaire de Paks, tels qu'une efficacité accrue et une exploitation plus économique en plus de caractéristiques de sécurité améliorées.
- (23) Outre la capacité installée sensiblement plus élevée des unités VVER 1200 (V491), il existe également une différence significative dans la durée de vie utile envisagée (60 ans pour les unités VVER 1200 contre 30 ans pour les unités existantes de la centrale nucléaire de Paks) et une manœuvrabilité plus large, qui permet d'adapter la capacité de chaque unité en fonction de la demande sur le réseau dans une certaine fourchette.
- (24) La réduction de la quantité de combustible requise par les nouvelles unités reflète également les améliorations technologiques au cours des dernières années. Au lieu du cycle du combustible de 12 mois existant, les nouvelles unités peuvent opérer sur un cycle de 18 mois. Cela signifie que les nouvelles unités nécessiteront moins d'arrêts par an pour le rechargement en combustible et que la centrale sera en mesure de fonctionner plus longtemps chaque année sans perdre de temps de production.
- (25) Les spécifications techniques indiquent également que la densité de puissance, qui sera assurée par les nouveaux assemblages de combustibles, sera nettement plus élevée que celle assurée par les assemblages de combustibles existants. Cela signifie aussi qu'une production plus élevée peut être réalisée par masse unitaire du combustible, ce qui peut améliorer l'économie de la centrale.

2.4. LE BÉNÉFICIAIRE

- (26) Comme expliqué à la section 2.3 de la décision d'ouverture, le bénéficiaire de la mesure est la société Paks II, actuellement détenue par l'État hongrois. Les droits d'actionnaire sont exercés par le cabinet du premier ministre. Paks II détiendra et exploitera les unités des réacteurs 5 et 6 qui sont payés par l'État hongrois.
- (27) Le considérant 19 de la décision d'ouverture explique comment les parts de Paks II, détenues à l'origine par le groupe MVM, ont été transférées à l'État hongrois ⁽¹⁴⁾. D'après les renseignements communiqués par la Hongrie le 30 janvier 2016, le prix d'achat du transfert s'élevait à 10,156 milliards de HUF, ce qui équivaut à environ 33 millions d'EUR.

⁽¹⁴⁾ Décret du ministre du développement national n° 45/2014. (XI.14.) [45/2014. (XI.14.) NFM rendelet az MVM Paks II. Atomerőmű Fejlesztő Zártkörűen Működő Részvénytársaság felett az államot megillető tulajdonosi jogok és kötelezettségek összességét gyakorló szervezet kijelöléséről].

2.5. STRUCTURE DE FINANCEMENT DU PROJET ET DROITS ET OBLIGATIONS AU TITRE DU CONTRAT D'INGÉNIERIE, D'ACHAT ET DE CONSTRUCTION

2.5.1. ACCORD INTERGOUVERNEMENTAL DE FINANCEMENT

- (28) Dans le cadre de l'accord intergouvernemental ⁽¹⁵⁾, la Russie a fourni à la Hongrie un prêt d'État sous la forme d'une ligne de crédit renouvelable de 10 milliards d'EUR pour financer le développement des réacteurs nucléaires 5 et 6 de Paks. Le taux d'intérêt du prêt varie entre 3,95 % et 4,95 % ⁽¹⁶⁾. Le prêt est destiné à la conception, à la construction et à la mise en service de ces nouvelles unités.
- (29) Conformément à l'accord intergouvernemental, le prêt doit être utilisé par la Hongrie pour financer 80 % de la valeur du contrat d'ingénierie, d'achat et de construction pour l'exécution des travaux, des services et de la livraison de l'équipement, tandis que le solde de 20 % de ce contrat sera payé par la Hongrie (voir considérant 15). Le prêt doit être utilisé par la Hongrie d'ici 2025.
- (30) Le prêt doit être remboursé par la Hongrie en l'espace de 21 ans, à compter du 15 mars ou du 15 septembre suivant la date de mise en service des deux nouveaux réacteurs nucléaires 5 et 6, mais au plus tard le 15 mars 2026 ⁽¹⁷⁾.
- (31) Les paiements au titre de l'accord intergouvernemental ne peuvent être effectués qu'une fois que la demande par le ministère de l'économie nationale de la Hongrie et l'approbation par le ministère des finances de la Russie ont été émises.

2.5.2. LE CONTRAT D'INGÉNIERIE, D'ACHAT ET DE CONSTRUCTION

- (32) Conformément au contrat d'ingénierie, d'achat et de construction, JSC NIAEP doit livrer les deux réacteurs comme indiqué dans les spécifications techniques pour les dates convenues et pour la somme forfaitaire convenue ([...] ^(*) milliards d'EUR). Tout coût non défini précédemment est réputé inclus dans ce prix [...] ⁽¹⁸⁾.
- (33) Le contrat prévoit le paiement de dommages-intérêts ⁽¹⁹⁾ dans des circonstances spécifiques, [...].
- (34) [...]
- (35) [...]

2.5.3. RELATIONS ENTRE L'ÉTAT ET LE BÉNÉFICIAIRE

- (36) Initialement, la Hongrie avait envisagé que Paks II resterait une filiale à 100 % de MVM Hungarian Electricity Ltd., laquelle est elle-même détenue par l'État et les municipalités hongroises. Depuis novembre 2014, Paks II n'est plus une filiale de MVM Hungarian Electricity Ltd. et ne fait plus partie du groupe MVM mais est une société directement détenue à 100 % par l'État qui n'a pas, actuellement, de rapport juridique avec le groupe MVM.
- (37) En ce qui concerne l'activité de Paks II, en particulier la vente d'électricité, la Hongrie a déclaré qu'aucun accord d'achat d'électricité distinct avec un fournisseur privé n'est en place ni n'est envisagé à ce stade. Les autorités hongroises envisagent que l'électricité générée par Paks II soit vendue sur le marché et aux consommateurs d'électricité conformément aux accords de vente d'électricité de base fondés sur les pratiques usuelles du marché. Selon les autorités hongroises, Paks II, en tant que producteur d'électricité de base pour une longue période d'exploitation prévue, serait un preneur de prix semblable aux producteurs d'énergie nucléaire existant en Europe.
- (38) Paks II sera le propriétaire de la centrale nucléaire Paks II et, pendant la phase de construction des deux réacteurs, il sera totalement financé sur les ressources propres de l'État hongrois. Les autorités hongroises considèrent qu'à ce stade, il ne sera pas nécessaire, pour Paks II, de contracter directement une dette.
- (39) La Hongrie ne transférera pas les fonds nécessaires pour transférer le prix d'achat de la centrale nucléaire Paks II sur les comptes de Paks II. La majeure partie de ces fonds sera détenue par la banque de développement et des affaires économiques étrangères de Russie (Vnesheconombank). Pour chaque étape considérée comme satisfaite, Paks II déposera une demande auprès de la Vnesheconombank pour le paiement de 80 % du montant dû directement à JSC NIAEP. Il déposera également une demande auprès de l'agence de gestion de la dette gouvernementale de Hongrie pour le paiement des 20 % restants.

⁽¹⁵⁾ Article 9 de l'accord intergouvernemental.

⁽¹⁶⁾ 3,95 % jusqu'au premier jour du remboursement, et de 4,50 % à 4,95 % au cours des 21 années suivantes.

⁽¹⁷⁾ Au cours de chaque période de 7 ans: 25 %, 35 % et 40 % du montant effectivement utilisé du crédit, respectivement.

^(*) Informations classifiées/secret d'affaires.

⁽¹⁸⁾ [...]

⁽¹⁹⁾ Les dommages-intérêts sont un montant fixe de compensations financières convenues par les parties à un contrat qui deviennent exigibles en cas de violation d'obligations spécifiques au titre du contrat.

- (40) Le reste des besoins financiers de Paks II pendant la phase de construction sera couvert par les ressources propres provenant du budget de l'État hongrois. Le montant initial réservé pendant la phase de construction s'élèvera à [...] milliards d'EUR maximum (différence entre le montant de 12,5 milliards d'EUR fixé pour le projet nucléaire dans l'accord intergouvernemental et le prix d'achat réel de la centrale nucléaire de Paks II s'élevant à [...] milliards d'EUR). Ce montant est considéré par la Hongrie comme représentant un plafond applicable aux ressources de l'État qui peuvent être mises à profit pour la construction de la centrale nucléaire Paks II, du moins sans autre évaluation. Dans l'hypothèse où les besoins en capitaux propres excéderaient un tel montant, la Hongrie fait valoir qu'elle investira davantage si son évaluation, à ce moment-là, permet de conclure qu'il est économiquement raisonnable pour elle d'agir de la sorte.
- (41) La Hongrie avance qu'une analyse de sensibilité concernant d'éventuels coûts supplémentaires exposés par Paks II pendant la phase de construction a permis de conclure que ses coûts devraient être multipliés par 10 pour que le TRI escompté diminue de 1 %. Par conséquent, la Hongrie prévoit une incidence mineure des augmentations des coûts.

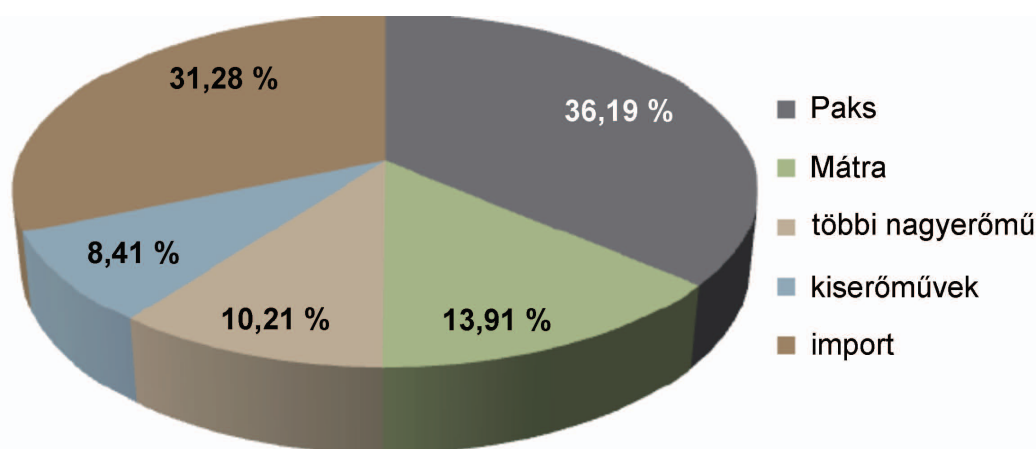
2.6. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ HONGROIS

2.6.1. DESCRIPTION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ HONGROIS

- (42) La structure actuelle du marché hongrois de l'électricité s'est formée vers 1995, lorsque la plupart des grandes centrales et des fournisseurs de services publics ainsi que les sociétés de distribution ont été privatisés. L'État conserve une position dominante dans le secteur par l'intermédiaire de l'entreprise énergétique publique intégrée verticalement, le groupe MVM.
- (43) L'étude de MAVIR visée au considérant 20 explique que la consommation intérieure totale a augmenté de 2,7 % depuis 2014 pour atteindre un montant total de 43,75 TWh en 2015. Sur cette consommation, la production nationale représentait 30,06 TWh, l'équivalent de 68,72 % de la consommation d'électricité totale (voir graphique 1). Les importations s'élevaient à 13,69 TWh, correspondant à 31,28 % de la consommation totale. En tant que producteur, le groupe MVM public a une présence significative sur le marché, en raison de sa principale installation de production, la centrale nucléaire de Paks, qui a fourni 52,67 % de l'électricité produite au niveau national en 2015, comme le montre le graphique 1. La centrale Mátrai Erőmű est une centrale au lignite qui appartient principalement à RWE Power AG (50,92 %) tandis que le groupe MVM détient également 26,15 % de ses parts. Les autres centrales plus grandes (*többi nagyerőmű*) et plus petites (*kiserőművek*) jouent un rôle modeste dans la structure de production globale du marché hongrois. En outre, MVM Partner, l'organe verticalement intégré et chargé de la vente en gros du groupe MVM, occupe une position dominante sur le marché de gros de l'électricité ⁽²⁰⁾.

Graphique 1

Composition de la consommation d'électricité totale en Hongrie en 2015

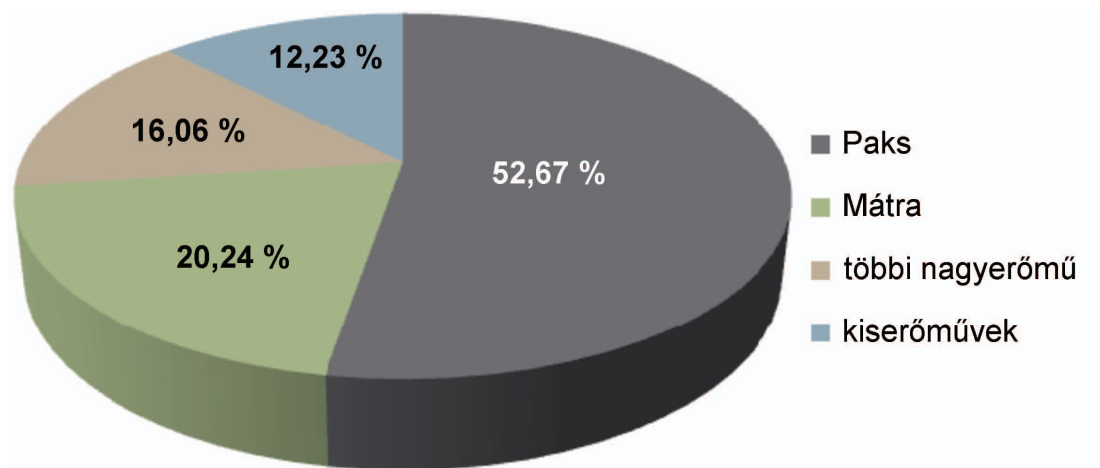


Source: Développement à moyen et long terme des actifs de production du réseau électrique hongrois (Mavir, 2016) ⁽²¹⁾.

⁽²⁰⁾ Voir décision n° 747/2011 de l'Office hongrois de l'énergie du 14 octobre 2011.

⁽²¹⁾ «Többi nagyerőmű» signifie «autres grandes centrales» tandis que «kiserőművek» signifie «petites centrales».

Graphique 2

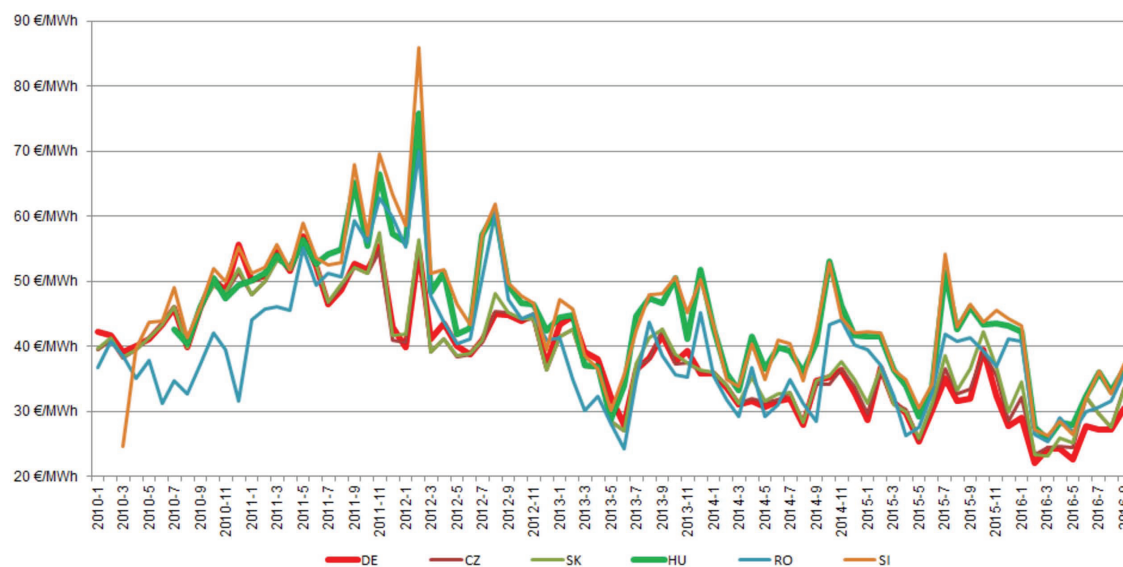
Production électrique nationale brute en Hongrie en 2015

Source: Développement à moyen et long terme des actifs de production du réseau électrique hongrois (Mavir, 2016).

- (44) En Hongrie, les transactions les plus courantes de vente en gros sont conclues par des accords d'achat d'électricité (AAE) bilatéraux, dans lesquels les producteurs conviennent de vendre un volume minimum prédéfini aux négociants en gros et dans lesquels les négociants sont tenus d'acheter un volume minimum. Les AAE sont généralement conclus selon les normes fixées par la Fédération européenne des négociants en énergie.
- (45) La société Hungarian Power Exchange Company Ltd. (HUPX) a commencé à opérer en juillet 2010 en tant que filiale du GRT MAVIR. Elle offre des transactions pour le lendemain ainsi que des transactions physiques à terme. La transaction pour le lendemain débute à 11 h 00 du matin chaque jour, sur la base des offres d'achat et de vente à faire pour chaque heure du jour suivant. La clôture des transactions a lieu à 11 h 40 du matin au plus tard. Les transactions physiques à terme peuvent être effectuées quatre semaines à l'avance, trois mois à l'avance, quatre trimestres à l'avance et trois ans à l'avance. Il existe des journées de négociation désignées pour ces transactions où des offres d'achat et de vente ont lieu dans un certain intervalle de temps. Depuis mars 2016, sur le marché intrajournalier HUPX, des produits 15 minutes ainsi que des blocs d'une heure sont négociables. Outre les marchés du jour pour le lendemain et intrajournaliers, HUPX a des accords de coopération avec deux sociétés de courtage fournissant un service de soumission de transactions conclues en gré-à-gré pour la compensation d'un marché pour des clients communs.
- (46) Outre les enchères un jour à l'avance non organisées par HUPX, l'électricité est également négociée sur des bourses d'échange basées dans l'Union européenne ou des plateformes de gré-à-gré ainsi qu'au moyen de transactions bilatérales directes (voir considérant 44).
- (47) Comme le montre le graphique 1 au considérant 43, la Hongrie est un importateur d'électricité net, dont les importations représentent environ 30 % de la consommation d'électricité du pays. Comme le montre le graphique 3, le prix de gros de l'électricité a été le plus élevé en Hongrie dans la région interconnectée voisine du pays (c.-à-d. à l'exclusion de la Pologne ou de la Slovaquie).

Graphique 3

Prix de charge de base pour le lendemain en moyenne mensuelle dans la région de l'Europe centrale et orientale (dont la Hongrie) et en Allemagne (2010-2016)

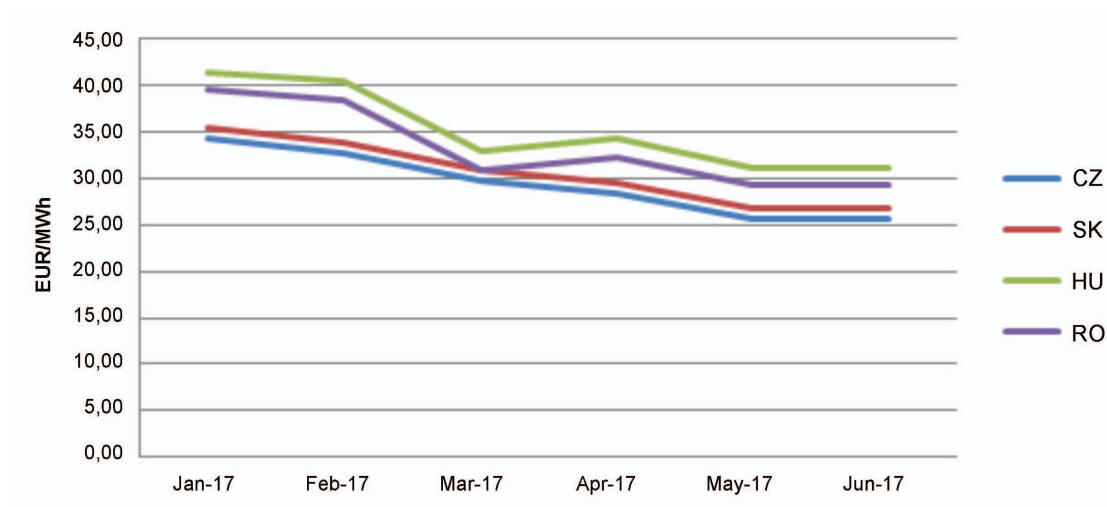


Source: Commission européenne.

- (48) La projection à court terme des prix de charge de base dans la région suggère la même tendance, à savoir que les prix de charge de base hongrois seront les plus élevés de la région (voir graphique 4).

Graphique 4

Prix à terme de charge de base régionaux pour janvier-juin 2017

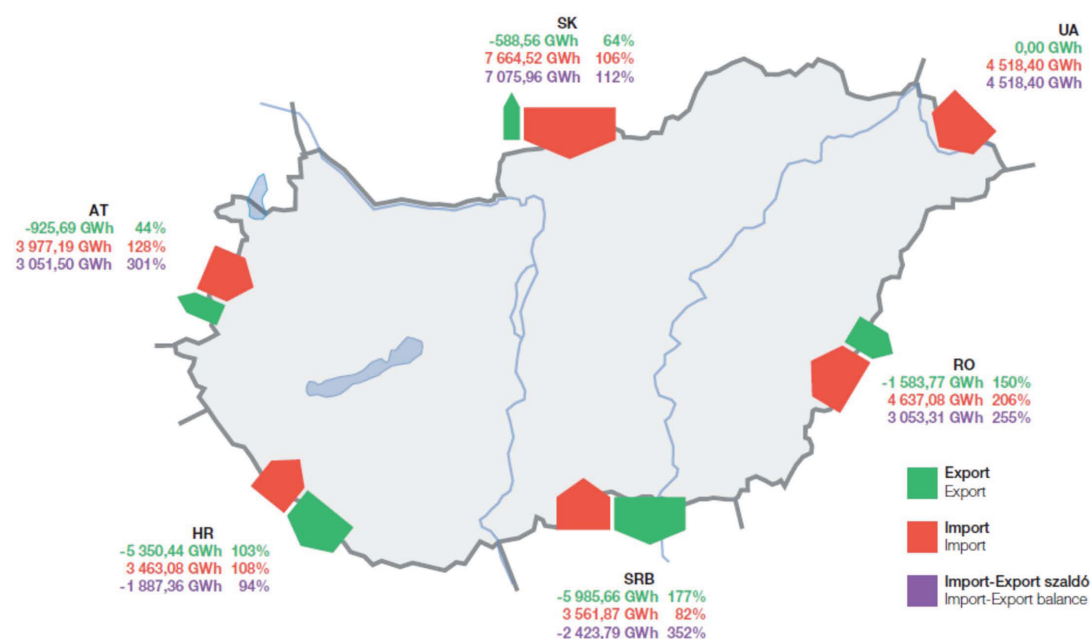


Source: Commission européenne (sur la base des données publiées par la Bourse de l'électricité d'Europe centrale), (<https://www.pxe.cz/Kurzovni-Listek/Oficialni-KL/>).

- (49) Le pays est bien interconnecté avec les pays voisins — la capacité d'interconnexion pour l'électricité était de 30 % en 2014, supérieure à l'objectif pour 2020 ⁽²²⁾. En 2014, le couplage des marchés tchèque-slovaque-hongrois-roumain est devenu opérationnel, entraînant une augmentation de la liquidité de HUPX et une diminution de la volatilité des prix. Le graphique 5 résume les données de l'échange d'électricité avec les pays voisins en 2014.

Graphique 5

Échange d'électricité entre la Hongrie et les pays voisins



Source: Données du réseau électrique hongrois (Mavir, 2014).

2.6.2. DESCRIPTION DE L'ÉVOLUTION ENVISAGÉE DU MARCHÉ HONGROIS DE L'ÉLECTRICITÉ

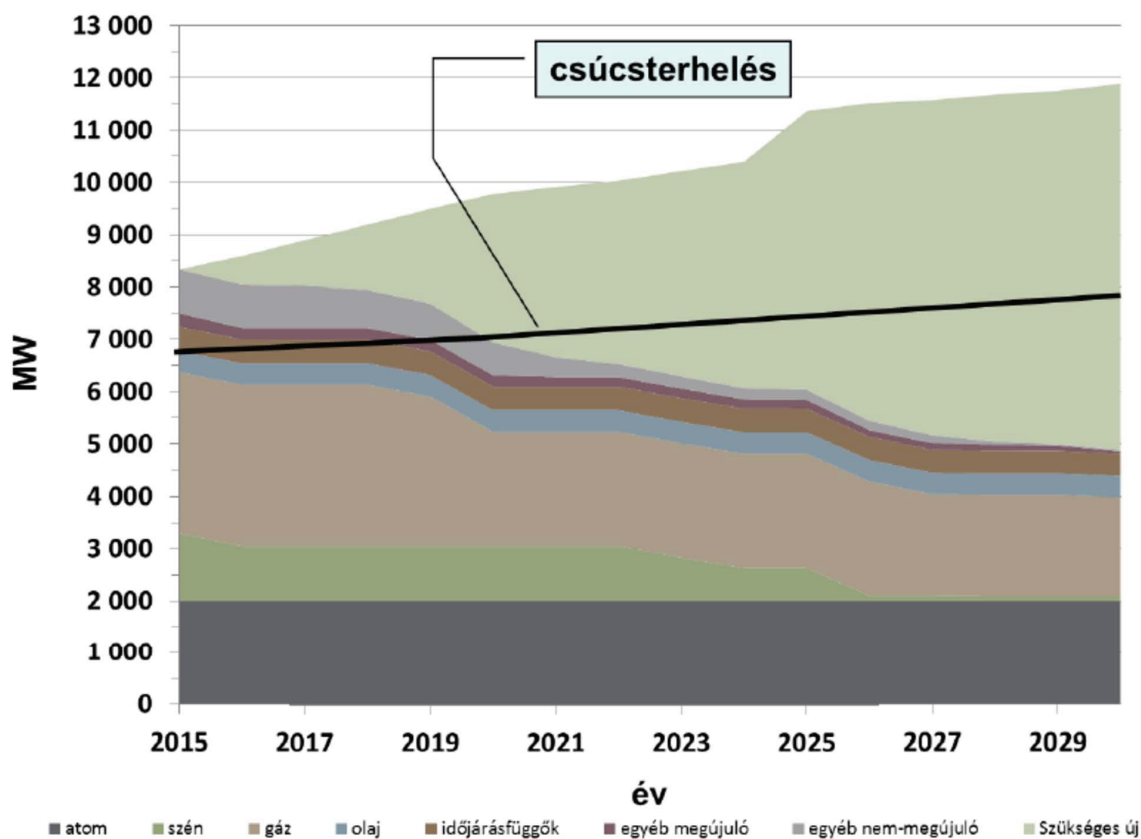
- (50) Sur la base de l'étude visée au considérant 20 et réalisée par MAVIR ⁽²³⁾, la quasi-totalité du parc de production au charbon sera retirée entre 2025 et 2030 et la capacité installée du parc au gaz de la Hongrie aura diminué de 1 GW. Par rapport à ses estimations de croissance de la demande maximale, la capacité de production disponible des producteurs énergétiques nationaux devrait chuter sous la charge de pointe d'ici 2021. Par conséquent, le GRT estime que le marché hongrois nécessitera au moins 5,3 GW de nouvelle capacité de production d'électricité supplémentaire d'ici 2026 et un peu plus de 7 GW d'ici la fin de la période couverte par les prévisions, en 2031. Cette situation est illustrée dans le graphique 6 ci-dessous, qui montre qu'un volume significatif de capacité installée au-delà de la charge de pointe croissante sera nécessaire. La Hongrie a expliqué dans sa communication du 16 janvier 2017 qu'elle est tenue d'assurer un certain niveau de capacité restante reflétant les pratiques courantes de l'industrie des GRT du REGRT-E. La capacité restante représente la différence entre la capacité nationale fiable disponible plus la capacité de production nationale plus la charge de pointe et la réserve des services du réseau. La capacité restante est la partie de la capacité de production nationale restée dans le réseau pour couvrir toute exportation programmée, variation de charge imprévue, réserve des services du réseau et interruption imprévue à un point de référence.

⁽²²⁾ Rapport par pays en matière d'énergie pour la Hongrie (Commission européenne — 2014): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_hungary.pdf, consulté le 26 octobre 2015.

⁽²³⁾ A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (développement à moyen et long terme des actifs de production du réseau électrique hongrois): https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1slemez%C3%A9s_2016.pdf/462e9f51-cd6b-45be-b673-6f6afea6f84a (Mavir, 2016).

Graphique 6

Besoin de capacité supplémentaire dans le secteur hongrois de l'électricité



5. ábra A forrásleltetés szükségessége

Source: Développement à moyen et long terme des actifs de production du réseau électrique hongrois (Mavir, 2016). «Csúcsterhelés» signifie «Charge de pointe».

- (51) La Hongrie indique que, malgré les allégations concernant la nécessité relativement importante d'une nouvelle capacité de production, les données de Platts Powervision donnent à penser qu'une nouvelle capacité relativement faible est effectivement en cours de construction, comme le montre le tableau 2. La Hongrie fait également valoir que, selon les données de Platts, un centre de production d'énergie à partir de déchets de 44 MW est la seule centrale actuellement en construction dans le pays. Elle explique en outre que, s'il existe des plans d'investisseur pour construire de plus grandes centrales (au gaz), aucun de ces projets ne peut être considéré comme étant confirmé, étant donné que les investisseurs n'ont pas encore encouru de frais irrécupérables substantiels tels que des frais de construction, qui démontreraient un engagement à entreprendre effectivement le projet.

Tableau 2

Nouvelles capacités à créer dans le secteur hongrois de l'électricité

Plant	Plant Type	Primary Fuel	Nameplate MW	Online Year	Status
Dunaujvaros Chp	Waste	Biomass	44	2016	Under Constr
Szeged Ccgt	CC/Cogen	Natural Gas	460	2017	Advan Develop
Szeged Ccgt	CC/Cogen	Natural Gas	460	2017	Advan Develop

Plant	Plant Type	Primary Fuel	Nameplate MW	Online Year	Status
Csepel III	CC/Cogen	Natural Gas	430	2018	Advan Develop
Tolna	Wind	Wind	260	2018	Early Develop
Gyor Region	Wind	Wind	300	2019	Early Develop
Szazhalombatta - Dunai Refinery	CC	Natural Gas	860	2020	Advan Develop
Almasfuzito	Coal	Coal Generic	435	2020	Proposed

Source: Platts Powervision, data accurate as of September 2015.

2.7. MOTIVATION DE L'OUVERTURE DE LA PROCÉDURE

- (52) En mai 2015, la Hongrie a informé la Commission de ses plans d'investissement dans la construction des deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site de Paks pour des raisons de sécurité juridique, affirmant que la mesure ne comportait pas d'éléments d'aides d'État, étant donné que l'État agit en tant qu'investisseur de marché en quête d'un profit raisonnable. Dans la décision d'ouverture, la Commission a exprimé ses préoccupations quant à l'éventualité que la mesure entraîne une aide d'État au sens de l'article 107 TFUE, sur la base des informations disponibles à ce stade. En particulier, la Commission a exprimé des doutes sérieux quant à la question de savoir si la mesure comportait un avantage sélectif pour Paks II, étant donné que la Hongrie n'a pas contesté l'existence des autres éléments d'aide d'État pendant la phase de notification.
- (53) Les motifs de doutes découlaient du résultat du critère du principe de l'investisseur dans une économie de marché («PIEM»), qui permet de déterminer si un investisseur privé aurait investi dans le projet de la même manière et aux mêmes conditions que l'investisseur public, lors de l'adoption de la décision d'investissement public ⁽²⁴⁾. Le critère du PIEM est également reconnu par la jurisprudence ⁽²⁵⁾.
- (54) Sur le plan formel, le critère du PIEM a tenté de justifier si le taux de rentabilité interne («TRI») escompté de l'investissement serait supérieur à une référence uniquement basée sur le marché du coût moyen pondéré du capital («CMPC») pour le projet objet de l'investissement ⁽²⁶⁾. Alors que la Hongrie estimait que le TRI du projet était plus grand qu'un CMPC de référence uniquement basé sur le marché, la Commission a exprimé des doutes quant au fait que le CMPC devait être considéré comme supérieur.
- (55) À la lumière des doutes concernant l'existence de l'aide d'État, la Commission a aussi examiné si d'éventuelles mesures d'aide d'État pouvaient être considérées comme compatibles avec le marché intérieur. Toutefois, étant donné que les autorités hongroises considéraient que la mesure ne comportait pas d'élément d'aide d'État, elles n'avaient pas soumis, dans la phase préliminaire, de raisons expliquant pourquoi la mesure serait compatible avec le marché intérieur. La Commission a également exprimé son doute que la mesure entre dans le champ d'application de la communication de la Commission — Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 ⁽²⁷⁾, étant donné que ces lignes directrices ne couvrent pas les mesures dans le domaine de l'énergie nucléaire et des déchets radioactifs. Bien que la Commission ait conclu que d'autres lignes directrices étaient applicables pour l'appréciation de la mesure notifiée, elle a également conclu qu'elle pouvait déclarer une mesure directement compatible en vertu de l'article 107, paragraphe 3, lettre c), du TFUE lorsque la mesure vise à réaliser un objectif d'intérêt commun, lorsqu'elle est nécessaire et proportionnée et que les effets positifs de la réalisation de l'objectif d'intérêt commun l'emportent sur les effets négatifs sur la concurrence et les échanges.

⁽²⁴⁾ Le critère du PIEM est un critère standard pour évaluer l'existence d'une aide et a également été utilisé par la Hongrie dans ses analyses économiques présentées tant avant qu'après la notification de l'affaire. La Commission a soigneusement évalué et ensuite complété l'analyse du PIEM présentée par la Hongrie pour en tirer sa propre évaluation de l'existence de l'aide.

⁽²⁵⁾ Arrêts Espagne et Ciudad de la Luz/Commission, T-319/12 et T-321/12, EU:T:2014:604, point 40, et Landes Nordrhein-Westfalen/Commission, T-233/99 et T-228/99, EU:T:2003:57, point 245.

⁽²⁶⁾ En général, les sources les plus habituelles des capitaux servant à financer un projet sont au nombre de deux: le capital social et l'endettement financier. Le coût total du capital est le coût moyen pondéré du capital (CMPC), qui tient compte tant de la part du capital social que de celle de l'endettement financier.

⁽²⁷⁾ JO C 200 du 28.6.2014, p. 1.

- (56) La Commission a exprimé des doutes quant au fait que la mesure puisse être considérée comme proportionnée, c'est-à-dire qu'elle soit limitée au niveau minimum de soutien à l'investissement nécessaire pour permettre la construction réussie des unités de production d'électricité supplémentaires pour la réalisation de l'objectif commun poursuivi. Le bénéficiaire recevrait des actifs de production sans être confronté à un risque particulier lié aux frais de refinancement que rencontreraient d'autres opérateurs sur le marché. La Commission n'a reçu aucun élément de preuve quant à la façon dont la Hongrie éviterait une telle surcompensation.
- (57) La Commission a souligné que le marché hongrois de la production d'électricité est caractérisé par une concentration relativement forte du marché, la centrale nucléaire actuelle de Paks produisant près de 50 % de l'électricité nationale. En l'absence de nouvelles capacités, la production d'électricité par la centrale nucléaire Paks et par Paks II serait susceptible d'alimenter une part encore plus grande du marché de l'approvisionnement, ce qui pourrait provoquer des distorsions sur le marché hongrois de l'électricité. La Hongrie n'a pas fourni d'éléments de preuve détaillés à la Commission quant à la façon dont elle assurerait le fonctionnement indépendant continu des actifs de production existants et nouveaux.
- (58) Enfin, la Commission a relevé qu'en raison des spécificités du marché hongrois de l'électricité, le fonctionnement de Paks II peut également provoquer un risque de liquidité du marché de gros en limitant le nombre d'offres de fourniture disponibles sur le marché. En fonction de la façon dont l'électricité produite par les nouveaux réacteurs est vendue sur le marché, la liquidité pourrait fortement varier, des obstacles à l'entrée pourraient être dressés et la concurrence pourrait être réduite à divers niveaux du marché. La Hongrie n'a pas fourni d'explication détaillée quant à la façon dont l'électricité serait commercialisée par Paks II et quant à la façon dont la liquidité du marché serait assurée.
- (59) Par conséquent, la Commission a exprimé des doutes quant au fait que la mesure puisse comporter des éléments d'aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE.
- (60) En l'absence d'éléments de preuve suffisants, la Commission n'a pas non plus été en mesure de tirer la moindre conclusion sur la compatibilité de toute mesure de ce genre avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, lettre c). En outre, sur la base des doutes soulevés dans la décision d'ouverture et étant donné l'absence d'arguments concernant la compatibilité de la part de la Hongrie à cette époque, la Commission a examiné une série de préoccupations relatives à la distorsion de la concurrence et des possibilités que Paks II puisse être obtenir une surcompensation.
- (61) En ce qui concerne les doutes relatifs à la proportionnalité exprimés au considérant 56 ci-dessus, la Commission a examiné si Paks II pourrait, en raison de l'aide, réinvestir tous bénéfices qui ne sont pas payés à l'État sous la forme de dividendes, afin de développer ou acquérir des actifs de production supplémentaires et, partant, renforcer sa position sur le marché.
- (62) En ce qui concerne les doutes relatifs à la proportionnalité exprimés au considérant 56, la Commission a également examiné la politique en matière de dividendes envisagée par la Hongrie, a posé en particulier la question de savoir si elle demanderait des dividendes (à sa discrétion en fonction du bénéfice réalisé par Paks II) ou laisserait plutôt les bénéfices à Paks II. La Commission était préoccupée par le fait que Paks II puisse utiliser ses bénéfices pour réinvestir en développant ou en acquérant des actifs de production supplémentaires et fausser davantage la concurrence.
- (63) Comme exposé au considérant 57, en raison du niveau de concentration relativement élevé du marché hongrois de production de l'électricité et avec la centrale nucléaire actuelle de Paks (groupe MVM) fournissant environ 50 % de la production nationale, la Commission doute que la centrale nucléaire Paks et Paks II soient détenues séparément et puissent être considérées comme indépendantes et sans lien entre elles. Le fait que Paks II soit actuellement juridiquement indépendante du groupe MVM était insuffisant pour la Commission étant donné qu'elle n'a reçu aucune information, pendant la phase de notification, permettant de vérifier que la centrale nucléaire Paks et Paks II continueraient à opérer de manière totalement distincte aux niveaux juridique et structurel. De tels éclaircissements ont semblé nécessaires afin de minimiser le risque d'un nouveau renforcement de la concentration des marchés.
- (64) En outre, comme expliqué à la section 2.6, les transactions les plus courantes dans le secteur hongrois de la vente en gros d'électricité sont conclues au moyen d'AAE bilatéraux et la Bourse de l'électricité hongroise («HUPX») n'a pas encore suscité un niveau de liquidité adéquat. Étant donné que la notification hongroise ne mentionnait pas les méthodes prévues de vente d'électricité de Paks II, la Commission a examiné l'effet de Paks II sur les niveaux de liquidité actuels de la Hongrie dans le secteur de la vente en gros d'électricité.

- (65) Du fait des doutes concernant la liquidité du marché présentés au considérant 58, la Commission souhaitait veiller à ce qu'un large éventail d'offres soit disponible sur le marché, en particulier compte tenu de la position dominante de MVM Partner sur le marché de gros de l'électricité ⁽²⁸⁾. La Commission était préoccupée par le fait que les niveaux de liquidité puissent être significativement affectés et que les coûts des concurrents situés en aval puissent être accrus par la restriction de leur accès concurrentiel à un intrant important (verrouillage des intrants). Cela pourrait se produire si l'électricité produite par Paks II était vendue principalement au moyen de contrats à long terme à certains fournisseurs seulement, convertissant ainsi le pouvoir de marché de Paks II sur le marché de la production en pouvoir de marché sur le marché de détail.
- (66) La Commission a par conséquent demandé des informations supplémentaires en ce qui concerne la stratégie de commercialisation de la puissance de sortie de Paks II, avec une attention particulière pour la question de savoir si elle aurait lieu à des conditions de pleine concurrence à travers l'offre de son électricité sur la Bourse ou sur toute autre plateforme de négociation transparente.

3. LA POSITION DU GOUVERNEMENT HONGROIS

3.1. POSITION DE LA HONGRIE SUR L'EXISTENCE DE L'AIDE

3.1.1. AVANTAGE ÉCONOMIQUE

- (67) La Hongrie avance dans la notification que l'investissement ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 107 TFUE étant donné qu'il ne confère pas d'avantage économique à Paks II. La Hongrie soutient cet argument en indiquant que l'investissement Paks II satisfait au critère du PIEM [voir considérants 53 et 54].
- (68) Plus particulièrement, la Hongrie avance que le critère du PIEM est satisfait de deux façons ⁽²⁹⁾. Premièrement, le CMPC du projet se révèle inférieur à son TRI. Deuxièmement, il est avancé que le coût complet de production d'électricité («LCOE» pour «Levelized COST Of Electricity») est suffisamment bas pour rendre le nucléaire compétitif par rapport à d'autres technologies de production et pour offrir des rendements raisonnables aux prix de l'électricité en vigueur ⁽³⁰⁾.
- (69) Les études et documents justificatifs suivants ont été présentés par la Hongrie à l'appui de sa position:
- a) analyse étayant le principe de l'investisseur privé en économie de marché («étude du PIEM», 18 février 2015),
 - b) analyse économique pour le projet d'énergie nucléaire Paks II («étude économique», 8 octobre 2015) ⁽³¹⁾,
 - c) lettres au directeur général adjoint chargé de la politique des aides d'État, présentant une réflexion sur l'analyse préliminaire de la Commission (lettres de clarification),
 - première lettre («première lettre de clarification», 16 octobre 2015),
 - deuxième lettre («deuxième lettre de clarification», 29 octobre 2015),
 - d) communications présentant les réflexions sur la décision d'ouverture (réponse à la décision d'ouverture),
 - lettres au directeur général adjoint chargé de la politique des aides d'État, faisant suite à la publication de la décision d'ouverture par la Commission le 3 décembre 2015 («lettre prenant acte de la décision d'ouverture»),
 - communication par la Hongrie à la Commission le 29 janvier 2016 («communication présentant les réflexions sur la décision d'ouverture»),

⁽²⁸⁾ Voir la note de bas de page 9.

⁽²⁹⁾ La première façon est une façon ordinaire de vérifier le PIEM parmi les secteurs, tandis que la seconde façon est particulièrement conçue pour le secteur de l'électricité.

⁽³⁰⁾ Le LCOE est le coût total d'installation et d'exploitation d'un projet de production d'électricité, exprimé en un prix uniforme de l'électricité pendant la durée de vie du projet. Formellement,

$$LCOE = \frac{[Coûts\ t \times (1+r)^{-t}]}{[Somme\ t\ (MWh \times (1+r)^{-t})]}$$
 où r est le taux d'actualisation et t désigne l'année t . Par conséquent, il est sensible au taux d'actualisation appliqué. Il est courant d'appliquer le CMPC du projet en tant que taux d'actualisation.

⁽³¹⁾ Ce document est à la disposition du public à l'adresse: http://www.kormany.hu/download/6/74/90000/2015_Economic%20analysis%20of%20Paks%20II%20-%20for%20publication.pdf

- e) la réponse du gouvernement hongrois aux observations de tiers sur la décision d'ouverture en matière d'aides d'État le 7 avril 2016 («réponse aux observations de tiers»),
- f) réponse à la demande de renseignements du 18 mars 2016 le 21 avril 2016 («clarifications supplémentaires»).
- (70) En outre, le gouvernement hongrois a également présenté un modèle financier qui a été utilisé pour calculer les chiffres TRI pour le projet. Deux versions du modèle ont été soumises à la Commission:
- a) la version originale, le 16 mars 2015 (le «modèle financier préliminaire»);
- b) la version finale, le 16 octobre 2015 (le «modèle financier»).
- (71) Hormis les «clarifications supplémentaires», les documents énumérés au considérant 69 traitent du sujet du calcul du CMPC et du TRI, bien qu'avec divers niveaux de détail. Le TRI du projet est calculé à l'aide du modèle financier⁽³²⁾. L'approche du LCOE est discutée dans l'étude économique et dans les «clarifications supplémentaires» [voir considérant 69].
- (72) En termes d'analyse par la Hongrie, les documents énumérés aux considérants 69(c) à 69(f) incluent plusieurs mises à jour des chiffres soumis dans l'étude du PIEM et ensuite dans l'étude économique. Plus particulièrement, certaines mises à jour sont postérieures à la date de signature du contrat d'ingénierie, d'achat et de construction, le 9 décembre 2014, c'est-à-dire la décision d'investissement initiale.
- (73) La décision d'ouverture présente une évaluation détaillée de la position de la Hongrie sur chacune des questions clés telle qu'elle figure dans ses communications jusqu'à la date de la décision d'ouverture⁽³³⁾. Le reste de la présente section donne un aperçu de la position de la Hongrie sur les questions clés soulevées à la suite de la publication de la décision d'ouverture. En particulier, l'application du CMPC et du TRI, ainsi que du LCOE seront présentées séparément.

3.1.1.1. *Position de la Hongrie sur le CMPC*

- (74) Dans sa réponse à la décision d'ouverture, la Hongrie a réitéré sa fourchette estimée entre 6,2 % et 7,7 % pour le CMPC comme dans ses précédentes communications. Elle a également réitéré ses précédents arguments avancés dans les lettres de clarification et a relevé que la Commission n'a pas évalué ces arguments dans sa décision d'ouverture.

3.1.1.2. *Position de la Hongrie sur le TRI*

- (75) La présente section examine la position de la Hongrie en ce qui concerne le calcul du TRI qui a utilisé le modèle financier pour calculer les futurs flux de liquidités libres pour le projet et déterminer son TRI. Les principaux éléments du modèle financier sont les suivants:
- 1) diverses prévisions du prix de l'électricité à long terme, et
- 2) diverses hypothèses d'exploitation pour la centrale nucléaire.
- A) Prévisions relatives au cours de l'électricité
- (76) Les prévisions de prix utilisées par le gouvernement hongrois ont été examinées dans la décision d'ouverture. Dans sa réponse à la décision d'ouverture, la Hongrie a critiqué la Commission pour n'avoir utilisé qu'une seule courbe de prévision des prix [basée sur la publication World Energy Outlook (Perspectives énergétiques mondiales) de l'AIE de 2014 (IEA WEO 2014)] pour calculer le TRI du projet⁽³⁴⁾. Plus particulièrement, elle a souligné que l'ensemble des prévisions de prix présentées dans l'étude économique devaient être utilisées pour évaluer le TRI.

⁽³²⁾ Le modèle financier est une version mise à jour du modèle financier préliminaire. Les mises à jour incluent les modalités contractuelles entre Paks II et JSC NIAEP, le fournisseur de la centrale nucléaire.

⁽³³⁾ Voir les considérants 52 à 81 de la décision d'ouverture.

⁽³⁴⁾ Voir <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2014/>

B) Hypothèses d'exploitation

- (77) Les hypothèses d'exploitation pour les calculs du modèle financier et du TRI ont été fournies par l'équipe technique de Paks II. Bien qu'à l'origine, aucun détail n'ait été fourni pour justifier ces hypothèses d'exploitation, la Hongrie a ultérieurement soumis des informations générales sur ces hypothèses dans ses réponses aux demandes de renseignements de la Commission. Une communication essentielle à cet égard est celle des clarifications supplémentaires soumises dans la réponse à une demande de renseignements faisant suite à la décision d'ouverture et aux observations de tiers.

C) Le TRI du projet

- (78) Dans la réponse à la décision d'ouverture, la Hongrie a rappelé les résultats de ses calculs antérieurs variant entre 8,6 % et 12,0 % pour le TRI du projet.
- (79) La réponse de la Hongrie à la décision d'ouverture critiquait l'évaluation par la Commission de l'incidence d'un retard sur le TRI du projet (une diminution de 0,9 % pour un retard de 5 ans). Le chiffre a été calculé sur la base de l'hypothèse de retards pendant la période d'exploitation. Toutefois, la Hongrie a fait valoir qu'un retard pendant la période de construction pourrait accroître le TRI du projet, puisqu'il y aurait également un retard dans les coûts à encourir.

3.1.1.3. *Position de la Hongrie sur le LCOE*

- (80) La présente section examine la position de la Hongrie sur le LCOE pour Paks II⁽³⁵⁾.

A) L'étude économique

- (81) La Hongrie a fait valoir dans l'étude économique que le LCOE de Paks II est suffisamment faible pour le rendre compétitif par rapport à d'autres technologies de production. Plus particulièrement, l'étude présentait trois estimations du LCOE concernant un projet nucléaire en Hongrie. La première estimation, de 70 EUR/MWh, était basée sur un taux d'actualisation de 7 % (la limite supérieure du CMPC estimé présenté dans la même étude économique) et était tirée d'une publication conjointe de l'OCDE/AIE/AEN de 2015 intitulée «Coûts prévisionnels de la production d'électricité» (l'«étude de l'OCDE/AIE/AEN de 2015») ⁽³⁶⁾. La deuxième estimation du LCOE, de 50-63 EUR/MWh, était basée sur une étude d'Aszodi et al. (2014) qui utilise un taux réduit basé sur le taux d'intérêt du prêt russe, dans la fourchette de 4 à 5 % ⁽³⁷⁾. La troisième estimation du LCOE, de 58-120 EUR/MWh (prix réels de 2013), a été calculée au moyen d'une analyse de référence basée sur des chiffres publiés par diverses agences internationales, qui offre une fourchette potentielle pour le LCOE ⁽³⁸⁾. L'étude a conclu que le LCOE pour une centrale nucléaire hongroise se situe dans la fourchette de 50,5-57,4 EUR/MWh (prix réels de 2013) où les deux valeurs finales ont été calculées en prenant un taux d'intérêt égal aux deux bornes finales de la fourchette du CMPC (6,2 % et 7,0 %) indiquées dans la même étude économique ⁽³⁹⁾. Par rapport aux futurs prix de l'électricité de la même étude économique, le projet de centrale nucléaire hongroise peut être considéré comme rentable et, à ce titre, la Hongrie affirme qu'un investisseur privé jugerait raisonnable d'entreprendre le projet.

B) Clarifications supplémentaires

- (82) En réponse à la question de la Commission sur la façon dont la fourchette du LCOE de 50,5-57,4 EUR/MWh dans la conclusion finale de l'étude économique peut être conciliée avec la fourchette de 89-94 USD/MWh exposée dans l'étude de l'OCDE/AIE/AEN, la Hongrie a expliqué, dans les «clarifications supplémentaires», que la différence était due aux hypothèses très différentes utilisées dans l'étude économique et l'étude de l'OCDE/AIE/AEN, par exemple la différence dans le facteur de capacité supposé (85 % contre 92 %) pour les centrales nucléaires et dans les dates de mise en service (2020 contre 2025).

⁽³⁵⁾ En raison des informations insuffisantes et du manque de clarté, la décision d'ouverture n'a pas évalué les estimations sur la base de cette méthodologie. Par conséquent, l'aperçu suivant inclut également des documents antérieurs à la décision d'ouverture.

⁽³⁶⁾ Le LCOE dans l'étude de l'OCDE/AIE/AEN est de 89,94 USD/MWh (voir tableau 4.7) et il n'apparaît pas clairement comment la valeur de 70 EUR/MWh dans le graphique 3 de l'étude économique et celles de 50,5-57,4 EUR/MWh découlent de cette précédente valeur. L'étude de l'OCDE/AIE/AEN est disponible à l'adresse: <https://www.oecd-neo.org/ndd/egc/2015/>

⁽³⁷⁾ Voir Aszodi, A., Boros I. et Kovacs, A., (2014) «A paksi atomerőmű bővítésének energiapolitikai, műszaki és gazdasági kérdései», dans Magyar Energetika, mai 2014. Une traduction anglaise, intitulée: «Extension of the Paks II NPP- energy political, technical and economical evaluations» a été présentée à la Commission en février 2016. Cette étude présente les calculs en HUF, concluant à un LCOE moyen de 16,01-16,38 HUF/kWh au cours de la durée de vie du projet. Aucun détail n'est fourni quant à la façon dont ces chiffres basés sur le HUF ont été convertis dans la fourchette du LCOE en EUR/MWh citée au considérant 81.

⁽³⁸⁾ Voir graphique 15 dans l'étude économique.

⁽³⁹⁾ Voir page 77 de l'étude économique

3.2. POSITION DE LA HONGRIE SUR LA COMPATIBILITÉ ÉVENTUELLE DE LA MESURE AVEC LE MARCHÉ INTÉRIEUR

- (83) Bien que, dans sa réponse à la décision d'ouverture, la Hongrie ait souligné que la mesure ne comportait pas d'éléments d'aide d'État, elle a présenté des observations visant à répondre aux préoccupations soulevées par la Commission en ce qui concerne la compatibilité éventuelle de la mesure avec le marché intérieur, exprimée dans la décision d'ouverture dans l'éventualité où la Commission aboutirait à la conclusion qu'une aide d'État existait bel et bien.

3.2.1. POSITION SUR L'OBJECTIF D'INTÉRÊT COMMUN

- (84) Dans sa réponse à la décision d'ouverture, la Hongrie a exposé plusieurs considérations stratégiques qu'elle jugeait pertinentes pour définir l'objectif d'intérêt commun sur la base des éléments suivants:
- a) politique énergétique de la Hongrie;
 - b) objectifs du traité Euratom ⁽⁴⁰⁾;
 - c) manque dans la future capacité installée;
 - d) diversification des sources d'énergie;
 - e) décarbonation;
 - f) création d'emplois;
 - g) accessibilité financière.
- (85) La Hongrie a souligné que, sur la base de l'article 194, paragraphe 2, TFUE, chaque État membre a le droit souverain de choisir son bouquet énergétique et elle mentionne sa stratégie nationale en matière d'énergie 2030 (voir considérant 20) qui définit un parcours fondé sur le nucléaire-charbon-énergie renouvelable en tant que stratégie à moyen terme du pays en matière d'énergie.
- (86) La Hongrie mentionne également l'article 2, point c), du traité Euratom qui dispose que la Communauté Euratom doit faciliter les investissements et assurer, notamment en encourageant les initiatives des entreprises, la réalisation des installations fondamentales nécessaires au développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté. La Hongrie souligne que les dispositions du traité Euratom, qui lient chaque État membre signataire, doivent être comprises comme un objectif commun de l'Union.
- (87) En outre, la Hongrie explique que le GRT escompte une croissance prévue d'environ 4 % de la demande d'électricité d'ici l'année 2030, principalement en raison de l'électrification proposée du transport, de l'industrie et des systèmes de chauffage en Hongrie. La même étude du GRT conclut que bon nombre des anciennes centrales au charbon et au gaz existantes de la Hongrie deviennent obsolètes et devraient fermer d'ici 2030. L'étude conclut également que très peu de capacités nouvellement installées devraient entrer en service dans le même délai. Il en résultera une diminution prévue de 32 % de la capacité existante et la Hongrie avance que la construction de Paks II constituera une réponse bien ciblée à ce manque envisagé dans la future capacité de production.
- (88) En outre, la Hongrie souligne que sa dépendance au gaz importé est plus grande que la moyenne de l'EU-28. Plus de 95 % du gaz utilisé en Hongrie est importé, et principalement de Russie. Elle fait valoir que sans le nucléaire dans le bouquet énergétique, la dépendance de la Hongrie à l'égard du pétrole ou du gaz augmentera de manière significative. Ce serait notamment le cas à la suite de la suppression progressive des unités d'exploitation existantes de la centrale nucléaire de Paks, où d'autres unités de production d'électricité supplémentaires devraient utiliser ces combustibles pour combler le futur manque de capacité nationale installée globale, décrit au considérant 50. Par conséquent, la Hongrie considère que la mesure contribuerait à la diversité des sources de combustibles dans le bouquet énergétique et à la sécurité de l'approvisionnement du pays en énergie.
- (89) La Hongrie fait valoir que le projet contribuera aux objectifs de l'Union pour 2020 d'une réduction des gaz à effet de serre, étant donné que la fission nucléaire est considérée comme une source d'énergie à faible intensité de carbone. Les autorités hongroises font valoir que la situation topographique et géographique du pays ne permet pas le déploiement de centrales éoliennes en mer ou hydroélectriques. Les options restantes de production d'électricité renouvelable proviennent de l'éolien terrestre, du solaire et de la biomasse; toutefois, le déploiement de ces technologies ne serait pas suffisant pour couvrir le manque envisagé dans la capacité future mentionné au considérant 50 précédent, où aucune production supplémentaire du nucléaire n'est prévue. En conséquence, la Hongrie fait valoir que le projet poursuit l'objectif de décarbonation.

⁽⁴⁰⁾ Traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom).

- (90) Les autorités hongroises allèguent que le projet (tant pendant qu'après la construction) entraînera une importante création d'emplois. Ce fait serait particulièrement important étant donné l'emplacement géographique de la centrale nucléaire Paks II, qui se situe dans une région couverte par NUTS II, avec un PIB inférieur de 45 % à celui de la moyenne de l'Union européenne par habitant. Dès lors, la Hongrie considère que la mise en œuvre du projet poursuivrait un objectif de croissance et de création significative d'emplois dans de multiples secteurs.
- (91) Enfin, la Hongrie avance que l'investissement dans la nouvelle capacité de production nucléaire se traduira directement par des prix de l'électricité industrielle et de consommation plus faibles, ce qui est conforme à un objectif d'accessibilité financière des services fixé par l'Union. La Hongrie déclare également que le fait qu'aucun soutien ne soit accordé à Paks II pendant son exploitation appuie l'argument de l'accessibilité financière.

3.2.2. POSITION SUR LA NÉCESSITÉ DE LA MESURE

- (92) La Hongrie explique, compte tenu du manque de production croissant auquel elle est confrontée, qu'un investissement significatif dans la capacité de production est nécessaire, le quantum de cet investissement nécessaire étant plus grand que les projets actuellement en construction ou en développement.
- (93) Pour ces motifs, la Hongrie a fait appel à Nera Economic Consulting pour analyser le développement des marchés de l'électricité hongrois et des pays voisins et la définition appropriée du marché pour le projet Paks II lorsqu'il sera opérationnel (l'«étude NERA»). Cette étude suggère, sur la base des conditions du marché hongrois, que la construction des nouvelles unités 5 et 6 de Paks II pourrait être commercialement préférable aux autres types d'investissements dans la production d'énergie, tels qu'une capacité similaire fournie par des turbines à gaz à circuit ouvert («TGCO») et des TGCF. La Hongrie en conclut qu'il n'y a donc pas d'alternative éventuelle répondant aux objectifs stratégiques.

3.2.3. POSITION SUR LA PROPORTIONNALITÉ DE LA MESURE

- (94) La Hongrie rappelle qu'elle compte recevoir une pleine compensation pour l'investissement dans la centrale nucléaire Paks II, provenant tant de la plus-value du capital que des dividendes.
- (95) En outre, dans sa communication du 28 juillet 2016, tout en maintenant que le projet ne comporterait pas d'éléments d'aide d'État et qu'il était conforme au PIEM, la Hongrie a fourni des informations supplémentaires en réponse aux préoccupations soulevées dans la section 3.3.6 de la décision d'ouverture concernant la proportionnalité, au cas où la Commission conclurait à l'existence d'une aide d'État dans le projet notifié.
- (96) Dans sa communication, la Hongrie précise que Paks II n'utilisera la totalité des bénéfices résultant de l'activité des unités 5 et 6 que pour les objectifs suivants:
- a) le projet Paks II, qui est défini comme étant le développement, le financement, la construction, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, la rénovation, la gestion des déchets et le démantèlement de deux nouvelles unités nucléaires avec des réacteurs VVER 5 et 6 sur le site de Paks, en Hongrie). Les bénéfices ne doivent pas être utilisés pour financer des investissements dans des activités ne relevant pas du cadre du projet défini ci-dessus.
 - b) Le paiement des bénéfices à l'État hongrois (par exemple au moyen de dividendes).
- (97) La Hongrie a également confirmé que Paks II s'abstiendrait d'un (ré-)investissement dans la prolongation de la capacité ou de la durée de vie propre à Paks II et l'installation de capacités de production supplémentaires, en dehors de ces réacteurs 5 et 6 de Paks II. Au cas où un tel nouvel investissement serait réalisé, la Hongrie s'engage à le notifier à la Commission pour une approbation distincte d'une aide d'État.

3.2.4. POSITION SUR L'EFFET DE LA MESURE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR

- (98) Les autorités hongroises avancent que si des effets de distorsion se produisaient, leur durée se limiterait à la période de chevauchement entre la suppression progressive des réacteurs existants dans la centrale nucléaire de Paks et l'entrée en service des deux nouveaux réacteurs de Paks II. La Hongrie considère qu'il est déraisonnable de supposer que la durée de vie de la centrale nucléaire de Paks pourrait dépasser 50 ans, de sorte que la période de chevauchement serait très courte.

- (99) De plus, selon la Hongrie, la période de chevauchement est nécessaire et raisonnable compte tenu de la nécessité que Paks II soit opérationnelle au moment où la centrale nucléaire de Paks approchera du terme de sa durée de vie prolongée, et que le développement et la mise en service de Paks II peuvent être sujets à d'éventuels retards en raison de la complexité technique que suppose la mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire et des facteurs externes indépendants de la volonté des parties (par exemple un changement de législation, des exigences de sécurité, de l'environnement réglementaire). La Hongrie a également fait valoir que certaines unités équipées de la technologie de production VVER III et III+ ont été confrontées ou devraient être confrontées à des retards, par rapport au délai de construction prévu de Paks II, tel qu'exprimé dans le tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3

Retards de construction cumulés des unités de production VVER III et II+

Site (pays)	Retards (en années)	Statut
Kudankulam — 1 (Inde)	+ 5,8	achevé
Kudankulam — 2 (Inde)	+ 7,0	en cours
Novovoronezh II.-1 (Russie)	+ 1,5	achevé
Novovoronezh II.-2 (Russie)	+ 2,5	en cours
Leningrad II.-1 (Russie)	+ 2,0	en cours
Leningrad II.-2 (Russie)	+ 2,5	en cours

Source: autorités hongroises.

- (100) En outre, la Hongrie souligne que la centrale nucléaire de Paks et les deux nouveaux réacteurs de Paks II sont détenus et exploités par des entités distinctes et que le groupe MVM n'est en aucune façon lié au projet Paks II ou à Paks II. Elle maintient également que si une concentration entre Paks II et le groupe MVM devait être envisagée, une telle concentration serait soumise aux règles en matière de contrôle des concentrations.
- (101) La Hongrie fait valoir que le fait que ces deux entreprises soient toutes deux publiques ne remet pas en question, de prime abord, leur autonomie commerciale. Au contraire, il est possible de prouver que les entreprises sont indépendantes l'une de l'autre lorsque chacune est dotée de pouvoirs de décision autonomes.
- (102) La Hongrie affirme que le groupe MVM et Paks II sont indépendants et non liés, sur la base des motifs suivants:
- ils sont gérés par différentes administrations (le groupe MVM par le ministère du développement national, par l'intermédiaire de Hungarian National Asset Management Inc., et Paks II par le cabinet du premier ministre);
 - il n'y a pas de direction partagée ou commune au sein du comité directeur de chaque entreprise;
 - il existe des garanties pour veiller à ce que des informations commercialement sensibles et confidentielles ne soient pas échangées entre les entreprises;
 - les pouvoirs de décision de chaque entreprise sont distincts et indépendants les uns des autres.
- (103) La Hongrie critique les conclusions de la Commission, dans la décision d'ouverture, concernant le calcul de la part de marché du groupe MVM sur le marché hongrois de l'approvisionnement en électricité. Elle soutient que la part de marché n'a pas été examinée par rapport à d'autres producteurs présents sur le marché hongrois et que la part de marché du groupe MVM a été calculée eu égard à la seule électricité d'origine intérieure, à l'exclusion des importations.
- (104) Sur la base de l'étude NERA, la Hongrie avance que toute distorsion éventuelle de la concurrence doit être interprétée dans un contexte de marché plus large que l'État hongrois. L'étude NERA tient compte des intrants suivants dans son évaluation du marché:
- capacités de production et capacités techniques existantes (par exemple, gains d'efficacité, coûts de démarrage);

- b) expansions prévues de la capacité de production (par ex. centrale en construction et nouvelles énergies renouvelables);
 - c) retraits prévus des unités existantes (par ex. en raison de la directive IPPC);
 - d) capacités d'interconnexion;
 - e) combustible des générateurs, CO₂ et coûts d'exploitation et de maintenance variables;
 - f) coûts fixes d'exploitation et de maintenance qui seraient évités si une unité ferme;
 - g) coûts de nouvelle entrée.
- (105) L'argument selon lequel le marché à évaluer est plus large que la Hongrie se fonde sur le fait que les importations d'électricité provenant des pays voisins représentaient 31,4 % de la consommation d'électricité en Hongrie en 2014. La Hongrie avance également que ce niveau élevé d'interconnexion avec les pays voisins s'accroîtra plus encore en raison des nouveaux interconnecteurs qui deviendront opérationnels, entre 2016 et 2021, entre la Slovaquie (2 × 400 kV et 1 × 400 kV) et la Slovénie (1 × 400 kV). Dans ses observations présentées le 16 janvier 2017, la Hongrie a fourni davantage de détails concernant les projets à venir de lignes de transmission transfrontalières, indiquant qu'un autre interconnecteur de 2 × 400 kV sera construit avec la Slovaquie d'ici 2029 et un interconnecteur de 1 × 400 kV avec la Roumanie d'ici 2030. Les capacités totales d'interconnexion pour les importations et les exportations sont présentées dans les tableaux 4 et 5.

Tableau 4

Projections REGRT-E des capacités d'interconnexion installées pour l'importation en Hongrie

	Austria	Slovakia	Romania	Croatia	Serbia	Ukraine (*)	Slovenia (**)	Total
2015	600	800	1 000	1 200	1 000	450	0	5 050
2016	720	1 040	1 080	1 360	920	450	400	5 970
2017	840	1 280	1 160	1 520	840	450	800	6 890
2018	960	1 520	1 240	1 680	760	450	1 200	7 810
2019	1 080	1 760	1 320	1 840	680	450	1 600	8 730
2020	1 200	2 000	1 400	2 000	600	450	2 000	9 650
2021	1 200	2 000	1 400	2 000	600	450	2 000	9 650
...								
2030	1 200	2 000	1 400	2 000	600	450	2 000	9 650

(*) No data provided in forecast

(**) Assumption: Slovenia starting from zero.

Source: Étude NERA.

Tableau 5

Projections REGRT-E des capacités d'interconnexion installées pour l'exportation en Hongrie

	Austria	Slovakia	Romania	Croatia	Serbia	Ukraine (*)	Slovenia (**)	Total
2015	600	800	1 000	1 200	1 000	450	0	5 050
2016	640	1 040	1 060	1 360	920	450	340	5 810
2017	680	1 280	1 120	1 520	840	450	680	6 570
2018	720	1 520	1 180	1 680	760	450	1 020	7 330
2019	760	1 760	1 240	1 840	680	450	1 360	8 090
2020	800	2 000	1 300	2 000	600	450	1 700	8 850
2021	800	2 000	1 300	2 000	600	450	1 700	8 850
...								
2030	800	2 000	1 300	2 000	600	450	1 700	8 850

(*) No data provided in forecast

(**) Assumption: Slovenia starting from zero.

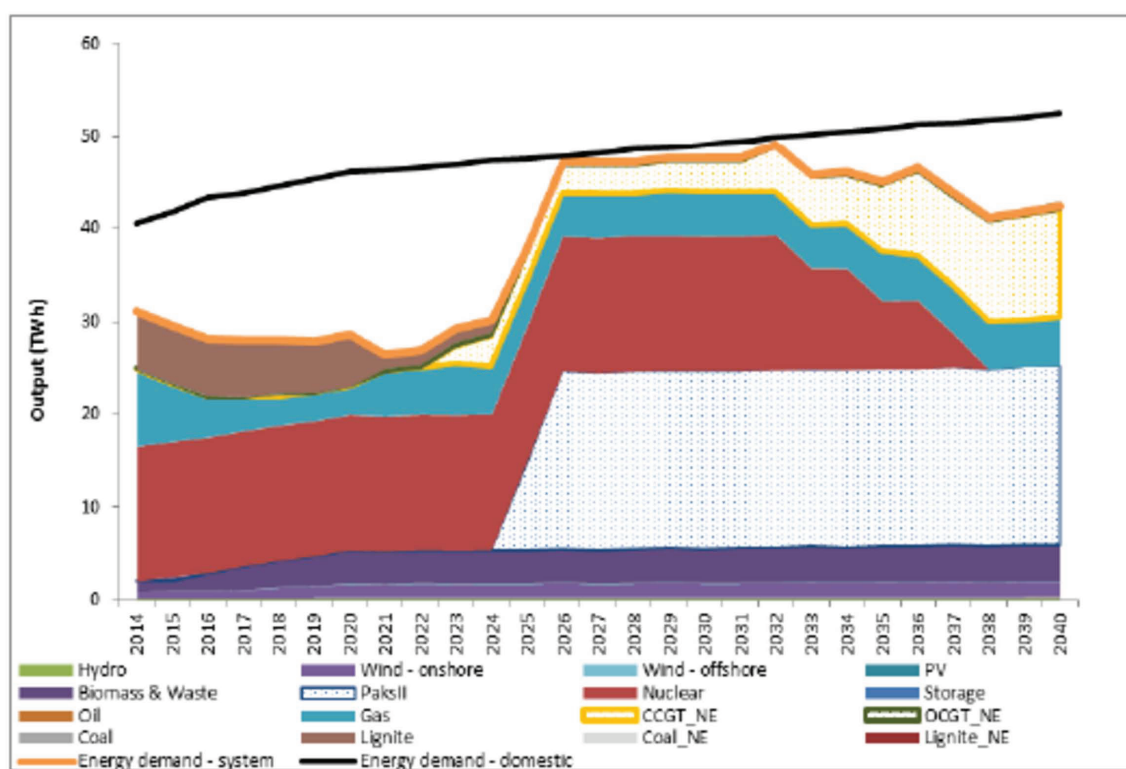
Source: Étude NERA.

- (106) L'étude indique également un couplage réussi du marché de l'approvisionnement en énergie avec la Slovaquie, la République tchèque et la Roumanie et mentionne des propositions du REGRT-E publiées en octobre 2015 qui définissaient la Hongrie comme faisant partie d'une région unique d'Europe centrale et orientale à la capacité coordonnée avec plusieurs pays avec lesquels elle n'a pas encore d'accords de couplage, notamment l'Autriche, l'Allemagne et la Pologne ⁽⁴¹⁾. La Hongrie fait valoir que, par rapport aux autres États membres, elle constitue déjà un marché de l'électricité hautement intégré au sein de l'Union européenne, avec une capacité d'interconnexion se situant à environ 75 pour cent de la capacité de production nationale installée totale, soit une capacité à peu près huit fois plus élevée que l'objectif de l'Union européenne pour les États membres d'ici 2020 et cinq fois plus élevée que l'objectif de l'Union européenne pour les États membres d'ici 2030. Selon la Hongrie, il s'agit d'une raison suffisante pour envisager d'éventuelles distorsions de la concurrence à une plus grande échelle.
- (107) En ce qui concerne le déploiement de nouvelles technologies, tant dans le scénario factuel qu'en l'absence de Paks II, l'étude NERA envisage les TGCF ou les TGCO en tant que technologies entrantes, alors qu'elle suppose que l'entrée et la sortie d'autres technologies, telles que les énergies renouvelables, le charbon et le nucléaire, sont improbables sur une base purement économique, pour les raisons suivantes:
- les décisions d'entrée, actuelles et historiques, d'une centrale d'énergie renouvelable dépendent fortement des programmes de subventions gouvernementaux, plutôt que des prix du marché. En conséquence, les modèles qui simulent les fondamentaux des marchés ne peuvent déterminer l'entrée ou la sortie d'une centrale d'énergie renouvelable dans la pratique;
 - en raison des préoccupations climatiques, l'installation de centrales au charbon et au lignite nouvellement construites sans aucune mesure de réduction des émissions dans l'Union européenne est actuellement très controversée, bon nombre de projets étant contestés par des procédures institutionnelles ou en justice. Il n'apparaît dès lors pas clairement dans quelle mesure de nouveaux projets de construction sont encore réalisables dans l'Union européenne;

⁽⁴¹⁾ REGRT-E (2015), Proposition de tous les GRT pour les régions pour le calcul de la capacité conformément à l'article 15, paragraphe 1, du 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, 29 octobre 2015, page 9, article 9.

- c) le développement de nouvelles constructions de centrales nucléaires dans l'Union européenne dépend également d'une stratégie énergétique qui inclut l'énergie nucléaire et nécessite une interface gouvernementale et réglementaire importante dans le processus de planification et d'autorisation. Pour une centrale nucléaire, la planification et le développement constituent une entreprise considérablement plus importante que pour les TGCF et les TGCO au gaz et les résultats dépendent beaucoup plus des politiques nationales et du pouvoir réglementaire discrétionnaire. Il en a donc été déduit qu'aucune nouvelle centrale nucléaire n'est construite en dehors de celles qui le sont dans les pays disposant déjà de politiques pro-énergie nucléaire et uniquement pour des projets actifs qui sont déjà en cours de construction et/ou qui ont des contrats d'ingénierie, d'achat et de construction en place.
- (108) L'étude NERA montre que dans le scénario factuel (construction de Paks II), il est possible de tirer les conclusions suivantes:
- a) la demande d'électricité en Hongrie devrait croître de manière significative jusqu'en 2040;
 - b) la Hongrie connaît actuellement un approvisionnement déficitaire et doit importer d'importants volumes d'électricité; ce déficit s'élargit encore de 2015 à 2025;
 - c) malgré la mise en exploitation de Paks II en 2025, la Hongrie demeure dans une situation d'importation nette pendant la période de chevauchement des unités actuellement en exploitation de la centrale nucléaire de Paks et commence d'ailleurs à devenir de plus en plus dépendante des importations par la suite;
 - d) les ressources renouvelables en Hongrie augmentent pendant les premières années du scénario factuel basé sur les projections du REGRT-E, atteignant l'objectif lié au développement des énergies renouvelables d'ici 2020 de 10,9 % d'électricité consommée, adopté par la Hongrie dans son plan national de développement des énergies renouvelables.

Graphique 7

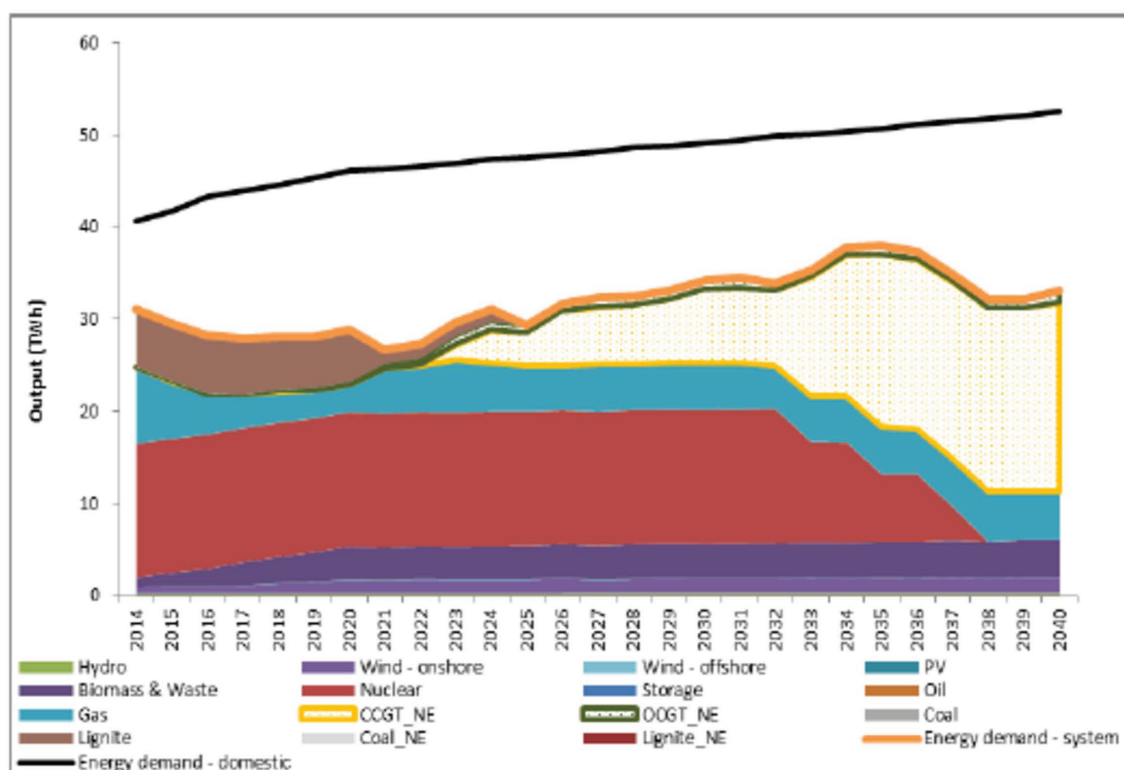
Production projetée par technologie et demande nationale jusqu'en 2040 (scénario factuel)

Source: Étude NERA.

- (109) Comme expliqué ci-dessus au considérant 93, l'étude NERA rappelle que, sans la construction de Paks II, la capacité similaire commercialement préférable aux autres types d'investissements dans la production d'énergie basée sur les conditions du marché hongrois serait fournie par les TGCO et les TGCF. Il ressort de l'étude NERA que, malgré le remplacement de l'essentiel de la capacité de la centrale Paks II par une nouvelle capacité alimentée au gaz en Hongrie, ce pays reste fortement dépendant des importations d'électricité pendant toute la période de modélisation dans le scénario contrefactuel gazier (voir graphique 8).

Graphique 8

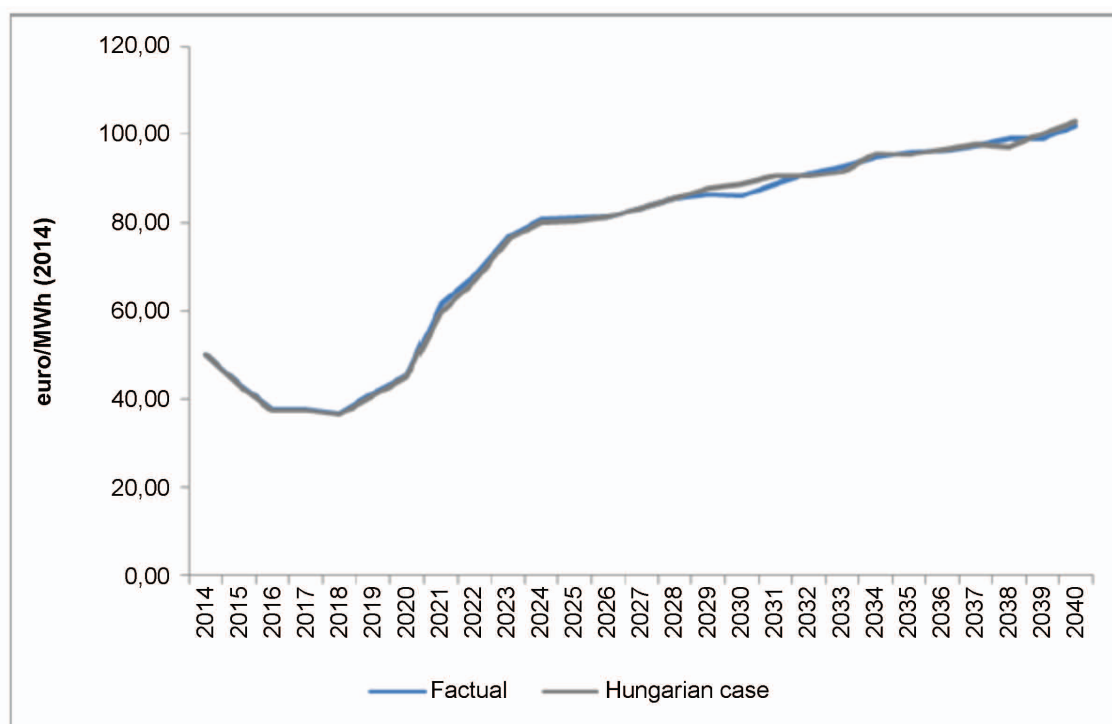
Production projetée par technologie et demande nationale jusqu'en 2040 (scénario contrefactuel)



Source: Étude NERA.

- (110) Par ailleurs, la Hongrie prétend qu'en raison de la forte convergence entre les prix du marché dans les pays voisins et en Hongrie, les concurrents sont en mesure de couvrir leurs risques en négociant l'électricité sur les marchés voisins sans devoir négocier directement l'électricité hongroise. Elle avance, en se fondant sur la modélisation dans l'étude NERA, que le prix de charge de base de l'électricité sur le marché régional resterait le même dans le scénario contrefactuel (voir graphique 9).

Graphique 9

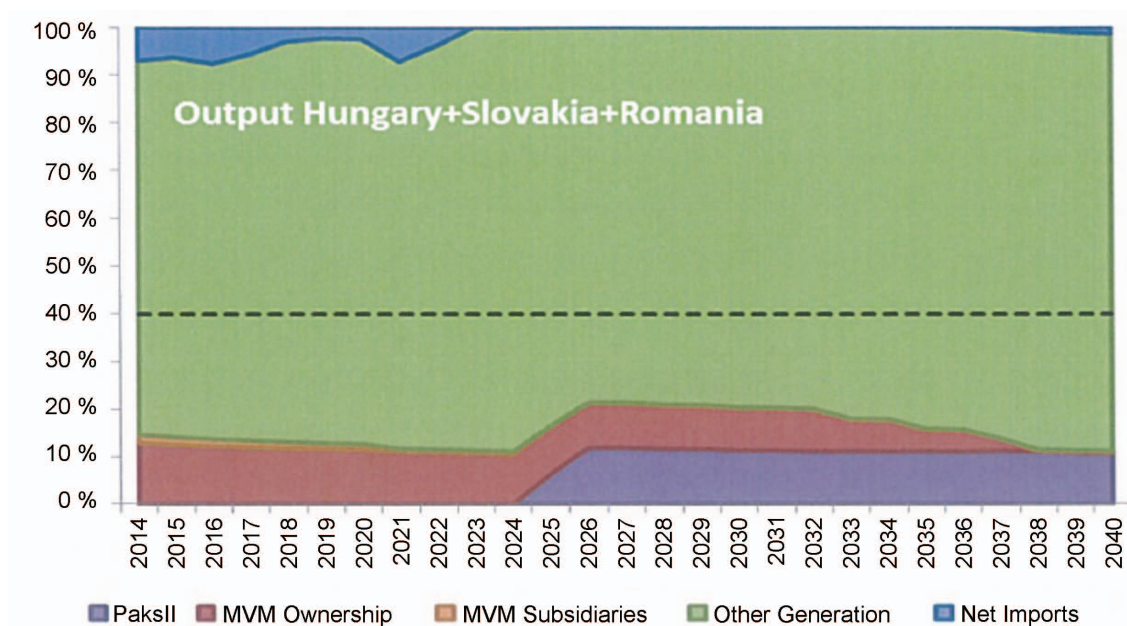
Différence des prix de charge de base hongrois entre le scénario de base et le scénario contrefactuel

Source: Étude NERA.

- (111) La Hongrie souligne avoir évalué les effets éventuels de Paks II dans un contexte de marché plus large. Elle fait valoir, sur la base de l'étude NERA que, puisque la Slovaquie est le plus petit des marchés voisins avec lesquels le marché hongrois est actuellement couplé, les effets éventuels de Paks II seraient les plus perceptibles dans ce pays. Elle avance que la présence de Paks II sur ce marché couplé resterait au niveau d'environ 20 % jusqu'en 2040.
- (112) L'étude NERA envisage également un éventuel marché couplé plus large (Hongrie + Slovaquie + Roumanie) en faisant valoir qu'il s'agit des marchés voisins immédiats avec lesquels le marché hongrois est actuellement couplé. Sur cette base, la Hongrie avance que même les parts de marché combinées du groupe MVM et Paks II (représentant de 10 à 20 %) dans le marché couplé de la Hongrie + Slovaquie + Roumanie seraient très inférieures au seuil, ce qui signifierait la possibilité d'une position dominante (voir graphique 10).

Graphique 10

Parts de marché combinées du groupe MVM et de Paks II par production (MWh) sur les marchés de la Hongrie + la Slovaquie + la Roumanie

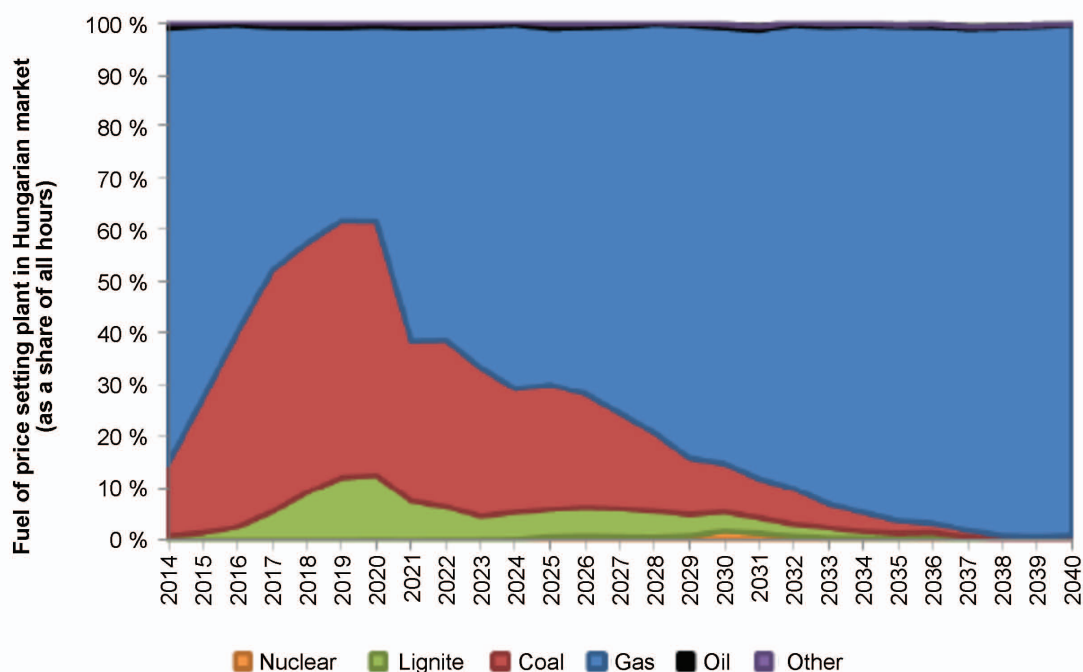


Source: Étude NERA.

- (113) En outre, la Hongrie souligne qu'en été comme en hiver, la technologie de fixation des prix serait celle des centrales au lignite et au charbon, avec des coûts marginaux plus élevés que Paks II, ce qui signifie que Paks II devrait rester un preneur de prix plutôt qu'un fixe de prix, même pendant la période de chevauchement de la centrale nucléaire de Paks et Paks II, lorsque la probabilité pour que le nucléaire soit la technologie de fixation des prix restera bien en dessous de 5 % de toutes les heures (voir graphique 11).

Graphique 11

Combustible de fixation des prix sur le marché hongrois de l'électricité



Source: Étude NERA.

- (114) La Hongrie déclare également, par opposition aux conclusions de la Commission au considérant 144 de la décision d'ouverture, que la centrale nucléaire Paks II ne créera aucun risque de liquidité du marché de gros en limitant le nombre d'offres de fourniture. Elle affirme qu'en tant qu'unité de production distincte, la nouvelle centrale devrait renforcer la liquidité et la diversité de l'approvisionnement en électricité. Elle relève également que Paks II ne dispose pas, actuellement, d'une clientèle à laquelle vendre directement l'électricité sans négociation sur le marché.
- (115) La Hongrie invoque plusieurs arguments présentés par le Royaume-Uni dans l'affaire Hinkley Point C ⁽⁴²⁾ concernant d'éventuelles distorsions de la concurrence et déclare qu'ils s'appliqueraient également à Paks II. Ces arguments se présentent comme suit:
- a) la mesure préserverait l'exposition du bénéficiaire aux forces du marché et lui offrirait des incitations pour soutenir la concurrence sur le marché de gros de l'électricité. La Hongrie maintient cet argument et ajoute qu'il n'offrirait pas de soutien opérationnel sous la forme de contrats pour différences («CpD») pour Paks II;
 - b) la mesure n'aurait pas d'incidence significative sur les flux d'interconnexion et les incitations à investir dans ces interconnecteurs avec les pays voisins. La Hongrie rappelle que le marché hongrois de l'électricité est déjà un marché bien interconnecté et que quatre projets d'interconnexion sont en cours de développement;
 - c) la mesure n'aurait pas d'incidence sur les écarts de prix entre la Hongrie et les marchés voisins qui sont actuellement connectés au moyen d'interconnecteurs.
- (116) En outre, dans sa communication du 28 juillet 2016, la Hongrie a fourni des informations supplémentaires pour répondre aux préoccupations formulées par la Commission à la section 3.3.7 de la décision d'ouverture concernant la compensation globale de tout effet de distorsion de la mesure sur le marché intérieur si la Commission devait conclure que la mesure comprend des éléments d'aide d'État.

⁽⁴²⁾ 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 (JO L 109 du 28.4.2015, p. 44).

- (117) Dans sa communication, la Hongrie déclare que Paks II, ses successeurs et entreprises affiliées seront totalement distincts sur les plans juridique et structurel et seront soumis à un pouvoir de décision autonome au sens des points 52 et 53 de la communication juridictionnelle sur les concentrations ⁽⁴³⁾ et que leur maintenance, leur gestion et leur exploitation seront indépendantes et sans lien avec le groupe MVM et l'ensemble de ses entreprises, successeurs et entreprises affiliées ainsi que d'autres entreprises sous contrôle étatique, opérant dans la production, la vente en gros ou en détail de l'énergie.
- (118) En outre, en ce qui concerne la vente de l'électricité provenant de Paks II, dans la même communication, la Hongrie montre que la stratégie de négociation de la production de Paks II sera une stratégie commerciale d'optimisation du profit de pleine concurrence, exécutée à l'aide de modalités de négociation commerciale conclues au moyen de soumissions traitées sur une plateforme de négociation transparente ou une Bourse. La Hongrie avance également que la stratégie de négociation de la production d'énergie de Paks II (à l'exclusion de la consommation propre de Paks II) sera conçue comme suit:
- a) Niveau 1: Paks II doit vendre au moins 30 % de sa production d'électricité totale sur les marchés des transactions pour le lendemain, infra-journaliers et à terme de la Bourse de l'électricité hongroise («HUPX»). D'autres échanges d'électricité similaires peuvent être utilisés sous réserve de l'accord ou du consentement des services de la Commission ou être rejetés dans un délai de deux semaines à compter de la demande formulée par les autorités hongroises.
- b) Niveau 2: le reste de la production totale d'électricité de Paks II doit être vendu par Paks II selon des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires au moyen d'enchères. Les conditions pour de telles enchères sont déterminées par le régulateur de l'énergie hongrois, à l'instar des exigences en matière d'enchères imposées à MVM Partner [(décision 741/2011 du régulateur hongrois)]. La Hongrie confirme que le régulateur de l'énergie hongrois supervise également la tenue de ces enchères. Elle a également confirmé que la plateforme de vente aux enchères pour ce niveau 2 est exploitée par Paks II et que tout sera fait pour que les offres et les soumissions soient également accessibles à tous les négociants agréés ou enregistrés, aux mêmes conditions du marché. Elle s'engage à ce que le système de compensation des offres soit vérifiable et transparent et à ce qu'aucune restriction ne soit imposée en ce qui concerne l'utilisation finale de l'électricité achetée.

3.3. OBSERVATIONS COMPLÉMENTAIRES FORMULÉES PAR LA HONGRIE EN RÉPONSE À LA DÉCISION D'OUVERTURE

- (119) La Hongrie déclare que, dans la mesure où le projet relève du champ d'application du traité Euratom (par ex. l'article 41 et l'annexe II, les articles 52 à 66 et l'article 103), le gouvernement hongrois ne considère pas que le TFUE et, en particulier, les règles en matière d'aides d'État visées aux articles 107 et 108 TFUE lui soient applicables. Elle allègue que le traité Euratom constitue une *lex specialis* par rapport au TFUE. Par conséquent, lorsque l'exercice des compétences, au titre du traité Euratom, sera entravé par l'exercice des compétences découlant du TFUE, les dispositions du traité Euratom prévaudront. Pour étayer un tel argument, la Hongrie se fonde sur la décision de la Commission dans l'affaire Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH ⁽⁴⁴⁾.
- (120) La Hongrie relève que, bien que le traité Euratom n'établisse pas un ensemble particulier de règles en matière d'aides d'État, le point d) de l'article 6 et l'article 70 du traité Euratom illustrent l'absence d'interdiction générale à l'égard des aides d'État et le fait que, dans certains cas spécifiques, les subventions des États membres sont encouragées.
- (121) La Hongrie souligne que le financement du projet dans le secteur nucléaire devrait être assujéti à une obligation de notification au sens de l'article 43 du traité Euratom. Elle avance en outre que, conformément au règlement (CE) n° 1209/2000 de la Commission ⁽⁴⁵⁾, les données concernant les méthodes de financement devraient être communiquées par l'État membre concerné dans le cas d'un nouveau projet. Elle fait valoir qu'elle a fourni toutes les informations nécessaires en vertu des articles 41 et 43 du traité Euratom et, étant donné que l'accord d'approvisionnement en combustibles ⁽⁴⁶⁾ a été approuvé par l'Agence d'approvisionnement européenne en avril 2015, elle estime que la Commission ne peut à présent avancer que le financement du projet pourrait être illégal.

⁽⁴³⁾ Communication juridictionnelle codifiée de la Commission au titre du règlement (CE) n° 139/2004 du Conseil relatif au contrôle des opérations de concentration entre entreprises (JO C 95 du 16.4.2008, p. 1).

⁽⁴⁴⁾ Décision de la Commission du 21 février 1994 relative à l'application de l'article 53, deuxième alinéa, du traité CEEA (JO L 122 du 17.5.1994, p. 30), paragraphe 22.

⁽⁴⁵⁾ Règlement (CE) n° 1209/2000 de la Commission du 8 juin 2000 définissant les modalités d'exécution des communications prescrites à l'article 41 du traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique (JO L 138 du 9.6.2000, p. 12).

⁽⁴⁶⁾ Voir le considérant 13, point c).

- (122) La Hongrie compare le traité Euratom au traité CECA en se fondant sur le fait qu'ils sont tous deux de nature sectorielle et elle avance que le traité CECA contient une interdiction d'une grande portée contre les aides d'État qui, dans la pratique, était alignée sur l'article 107 TFUE en vertu de l'article 67 et de l'article 95 du traité CECA. Elle déclare qu'en appliquant les règles en matière d'aides d'État fixées par le TFUE, la Commission méconnaîtrait l'objectif réglementaire poursuivi par les auteurs du traité Euratom, qui ne comporte aucune disposition spécifique en matière d'aides d'État.
- (123) La Hongrie relève en outre qu'aucun autre investissement de capitaux propres dans la construction d'une centrale nucléaire dans l'Union n'a jamais été soumis à une procédure d'examen en matière d'aides d'État par la Commission, y compris celles de Flamanville ou de Hanhikivi. Selon la Hongrie, l'investissement dans Hinkley Point C n'a fait l'objet d'un examen sous l'angle des aides d'État que parce qu'il présentait des caractéristiques financières spécifiques (telles qu'une garantie de crédit de l'État et un CpD) contrairement à d'autres investissements en Europe.

4. OBSERVATIONS PRÉSENTÉES PAR LES PARTIES INTÉRESSÉES

4.1. OBSERVATIONS SUR L'EXISTENCE D'UNE AIDE

- (124) Les observations reçues par la Commission des tierces parties suivantes contenaient des informations quantitatives et une analyse en rapport avec l'existence des mesures.

- communication d'un membre hongrois du Parlement européen, M. Benedek Jávör (la «communication Jávör»),
- communication de Green Peace (la «communication GP»), y compris une étude élaborée par ses conseillers économiques, les Candole Partners (l'«étude Candole») ⁽⁴⁷⁾,
- communication d'EnergiaKlub (la «communication EK»), y compris une étude élaborée par M. Balazs Felsmann (l'«étude Felsmann») ⁽⁴⁸⁾.

La communication Jávör

- (125) La communication Jávör se concentre sur les coûts incombant aux propriétaires, qui ne sont pas compris dans le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction (voir section 2.5.2 de la présente décision) et avance que ces coûts pourraient être largement sous-estimés. Plus particulièrement, la communication avance les arguments suivants:
- a) Étant donné que le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction pour Paks II a été établi sur la base de la «conception Leningradskaia» ⁽⁴⁹⁾, il est raisonnable de croire qu'un investissement supplémentaire dans le système de sécurité sera exigé, lequel coûtera au moins 1 milliard d'EUR.
 - b) Le système de refroidissement direct à l'eau douce est insuffisant pour refroidir l'eau en cas d'exploitation parallèle de la centrale nucléaire de Paks et de Paks II pendant les chaudes journées d'été. Il en résulterait une pression supplémentaire sur l'environnement et cela nécessiterait d'investir dans un système de refroidissement plus efficace basé sur une tour de refroidissement, qui est environ 40 % plus coûteux qu'un système de refroidissement direct.
 - c) Il est peu probable que le montant envisagé comme versement au Fonds central de financement nucléaire soit suffisant pour le stockage des déchets radioactifs et le démantèlement. Plus particulièrement, le stockage provisoire, le dépôt final des déchets nucléaires et le démantèlement devraient coûter respectivement au moins 150 millions d'EUR, 1,54 milliard d'EUR et 1,734 milliard d'EUR.
 - d) L'amélioration du réseau nécessaire pour l'intégration des nouveaux blocs de la centrale nucléaire, y compris les investissements tant dans le système de câble de 400kV que dans le câble auxiliaire à haute tension de 120kV, pourraient coûter jusqu'à 1,6 milliard d'EUR.
 - e) Les investissements nécessaires pour satisfaire à la régulation effective du réseau, sous la forme tant d'une centrale d'accumulation par pompage que d'unités de production supplémentaires fournissant des réserves de sécurité, équivalant, d'après la loi, à la plus grande unité nationale de production d'électricité, coûteraient 1,2 milliard d'EUR.

⁽⁴⁷⁾ Voir Candole Partners — NPP Paks II, Economic Feasibility Assessment, février 2016, disponible à l'adresse suivante: <http://www.greenpeace.org/hungary/Global/hungary/kampanyok/atomenergia/paks2/NPP%20Paks%20II%20Candole.pdf>

⁽⁴⁸⁾ Voir Felsmann Balázs, «Működhet-e Paks II állami támogatások nélkül? Az erőműtársaság vállalatgazdasági közelítésben», disponible à l'adresse https://energiaklub.hu/sites/default/files/paks2_allami_tamogatasi_2015jun.pdf

⁽⁴⁹⁾ Il est possible d'accéder à une description de la centrale nucléaire Leningradskaia à l'adresse suivante: http://atomproekt.com/en/activity/generation/vver/lenigr_npp/, consulté le 24 février 2017.

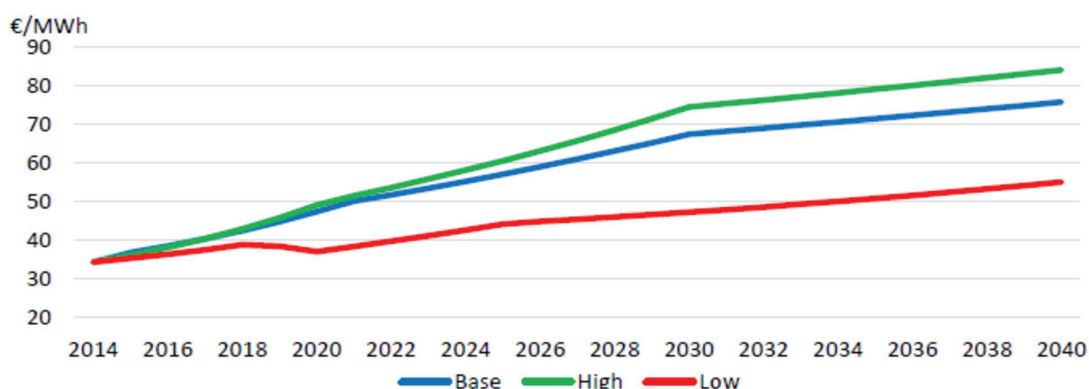
- f) Les pertes résultant de la réduction de l'exploitation de l'une des deux centrales nucléaires voisines pour des raisons d'équilibre du système pourraient impliquer une perte financière totale d'environ 1,2 milliard d'EUR.
- g) Plusieurs taxes et droits non inclus dans le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction pourraient venir s'ajouter pour représenter 1,8 milliard d'EUR supplémentaire.
- (126) La communication fait valoir qu'il faudrait ajouter aux coûts du projet les postes de coûts énumérés au considérant 125, ce qui ne manquerait pas de réduire considérablement le TRI du projet. Il est également souligné que des retards et une durée de vie plus courte de la centrale réduiraient encore le TRI du projet.

L'étude Candole

- (127) L'étude Candole utilise les hypothèses et les informations comprises dans l'étude économique et examine la viabilité du projet Paks II. En particulier, elle avance que les prévisions en matière de prix utilisées dans l'étude économique pourraient être exagérément optimistes et que des prévisions de prix plus réalistes rendraient le projet déficitaire, même en acceptant les hypothèses d'exploitation retenues dans l'étude économique.
- (128) Pour illustrer ce point, l'étude Candole élabore ses propres prévisions du prix de l'électricité à long terme. Plus particulièrement, elle prévoit des prix de l'électricité à long terme en utilisant des prévisions en matière de prix du charbon, du pétrole et du gaz provenant de l'édition 2015 des Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (IEA WEO 2015) et calcule le coût marginal de production pour divers types de générateurs⁽⁵⁰⁾. En outre, elle établit également des prévisions distinctes pour différents futurs scénarios envisagés dans la publication de l'IEA WEO 2015, à savoir i) un «scénario de référence» (*New Policy Scenario*), correspondant aux stratégies et mesures de mise en œuvre influant sur les marchés de l'énergie qui avaient été acceptées jusqu'à quelques mois avant la mise sous presse de la publication IEA WEO 2015, conjointement avec les déclarations d'intentions politiques pertinentes, ii) un scénario «politiques actuelles», correspondant aux politiques adoptées quelques mois avant la publication de l'étude Candole et iii) un scénario «faibles cours du pétrole» qui examine les implications sur le système énergétique de prix maintenus à la baisse (résultant de cours du pétrole plus faibles)⁽⁵¹⁾. Le graphique suivant illustre les prévisions des prix dérivés de l'électricité à long terme pour chacun des trois scénarios.

Graphique 12

Courbes de prévision des prix de l'électricité à long terme (EUR/MWh)



Source: Candole Partners.

- (129) Le graphique illustre le fait que le scénario «politiques actuelles» implique de futurs prix légèrement plus élevés pour l'électricité, tandis que le scénario «faibles cours du pétrole» implique de futurs prix substantiellement plus bas que dans le scénario de référence central (*New Policies Scenario*), qui est celui utilisé dans les communications de la Hongrie.

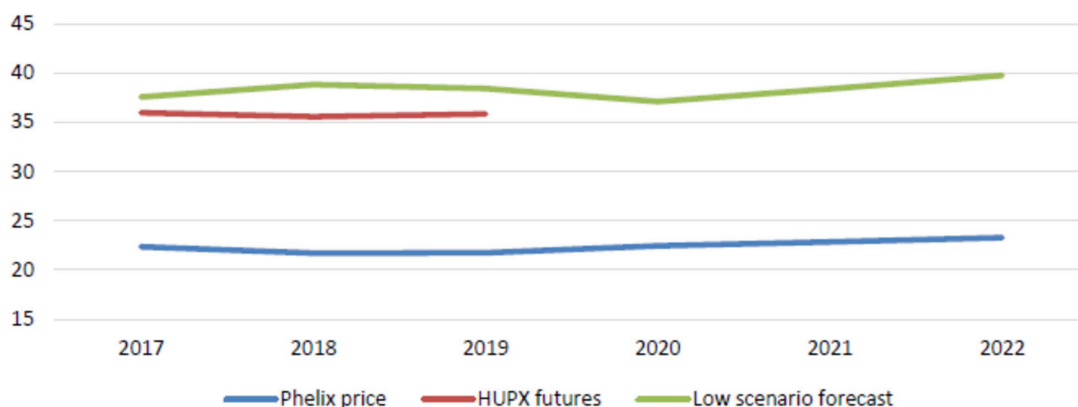
⁽⁵⁰⁾ Pour l'IEA WEO 2015, voir <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>

⁽⁵¹⁾ L'IEA WEO 2015 envisage également un quatrième scénario, le «scénario 450», qui dépeint un parcours pour atteindre l'objectif climatique de 2 °C grâce aux technologies qui pourraient être prochainement disponibles à une échelle commerciale.

- (130) Outre les prévisions du graphique 12, l'étude Candole compare également les prévisions du prix de l'électricité basées sur le scénario «faibles cours du pétrole» de l'IEA WEO 2015 avec les futurs contrats négociés (à partir de février 2016) sur les Bourses de l'électricité allemande et hongroise. Ces courbes sont présentées dans le graphique 13 ci-dessous.

Graphique 13

Courbes de prévision des prix de l'électricité à long terme (EUR/MWh)



Source: Candole Partners.

- (131) Le graphique souligne le fait que jusqu'en 2022, lorsque les contrats germano-autrichiens pourront être négociés, les prix des contrats à terme allemands sont inférieurs aux prévisions en matière de prix du scénario «faibles cours du pétrole» de l'IEA WEO 2015. Il en va de même pour les contrats à terme hongrois qui peuvent être négociés en Bourse jusqu'en 2019 ⁽⁵²⁾.
- (132) Sur la base de ces considérations, l'étude Candole fait valoir que, dans les prévisions de prix de l'électricité à long terme telles que présentées dans l'étude économique, le projet Paks II serait déficitaire, même en acceptant les hypothèses d'exploitation retenues dans l'étude économique ⁽⁵³⁾.

La communication EK

- (133) La communication EK recense les lacunes éventuelles de la décision d'ouverture de la Commission ainsi que les points problématiques dans l'étude économique de la Hongrie. Elle souligne également certains risques auxquels le projet serait confronté. Enfin, elle présente l'étude Felsmann, en tant qu'analyse quantitative de la viabilité du projet Paks II. L'étude calcule la valeur actuelle nette du projet en utilisant les coûts d'exploitation de l'actuelle centrale nucléaire de Paks et conclut que la plupart des scénarios envisagés seraient déficitaires.
- (134) En ce qui concerne la décision d'ouverture, la communication EK souligne que certains postes de coûts ont été omis dans l'évaluation présentée dans la décision d'ouverture ou n'ont pas été envisagés dans leur intégralité. Par exemple, elle avance qu'il n'apparaît pas clairement dans quelle mesure le montant du contrat d'ingénierie, d'achat et de construction incluait les coûts supplémentaires éventuels de la sécurité nucléaire, les coûts de développement du réseau requis par l'intégration des deux nouveaux réacteurs de Paks II dans le système ou la construction d'un système de refroidissement approprié. La communication émet également des doutes quant à la question de savoir si les coûts des études préliminaires, des permis ou de la communication ont été correctement reflétés.

⁽⁵²⁾ La différence entre les prix à terme allemands et hongrois est présentée comme provenant éventuellement du couplage imparfait du marché.

⁽⁵³⁾ Il existe une section supplémentaire dans l'étude Candole qui établit une comparaison entre les coûts de Paks II et les coûts d'exploitation des réacteurs EPR estimés par la Cour des comptes française (2002) et publiés dans Boccard, N. «The Costs of Nuclear Electricity: France after Fukushima», disponible à l'adresse suivante: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2353305.

- (135) Par ailleurs, la communication avance que le chiffre des coûts de 2,1 à 2,7 EUR/MWh pour les déchets et le démantèlement pourrait être sous-estimé étant donné qu'il est de 4,5 EUR/MWh pour l'actuelle centrale nucléaire de Paks. En outre, elle souligne également l'incidence négative du projet pour les futurs budgets du gouvernement central qui, selon elle, iraient à l'encontre du système comptable statistique et de la règle relative à l'augmentation de l'endettement de l'Union ⁽⁵⁴⁾. Enfin, la communication souligne le risque de corruption, généralement associé à la taille du projet et à l'avantage en matière d'information dont bénéficient le fournisseur et le propriétaire ⁽⁵⁵⁾.
- (136) En ce qui concerne l'étude économique élaborée par la Hongrie, la communication met en doute le facteur de charge élevé (92 %) utilisé dans les calculs, en particulier pendant l'exploitation en parallèle de la centrale nucléaire de Paks et Paks II, pendant les périodes de faible demande ainsi que la validité des prévisions en matière de prix utilisées dans l'étude.
- (137) Pour ce qui est des divers types de risques pour le projet, la communication EK souligne l'incidence potentielle des retards du projet et des dépassements de coûts ainsi que la nécessité de nouveaux soutiens de l'État pendant la durée de vie du projet.
- (138) Afin d'étayer ses préoccupations concernant la viabilité du projet Paks II, la communication EK fait référence à l'étude Felsmann. Cette étude calcule la valeur nette actuelle du projet Paks II en utilisant les coûts d'exploitation de la centrale nucléaire actuelle de Paks (valeur qui comprend une révision majeure de la centrale à mi-parcours) et un certain nombre d'autres chiffres (c.-à-d. 75 %, 85 % et 92 %) pour le taux d'utilisation avec certaines prévisions en matière de prix de l'électricité basées sur des sources internationales accessibles au public (par ex. la US Energy Information Administration et le UK National Grid). L'étude constate que dans la plupart des scénarios envisagés, le projet serait déficitaire, impliquant l'existence d'aides d'État.

Gouvernement autrichien

- (139) L'Autriche affirme que la construction et l'exploitation de centrales nucléaires ne sont pas rentables, étant donné les coûts connexes qui doivent être internalisés en vertu du principe du «pollueur payeur». Elle considère que le principe du PIEM n'est pas respecté en ce qui concerne l'investissement de la Hongrie dans Paks II. Elle fait valoir que rien ne prouve que les études économiques présentées par la Hongrie à la Commission aient été réalisées avec la diligence requise ou que les coûts pris en considération pour les calculs contiennent tous les coûts éventuels conformément au principe du «pollueur payeur».
- (140) L'Autriche déclare également que les autres conditions pour l'existence d'aides d'État sont remplies.

Autres observations sur l'existence d'une aide

- (141) Paks II a fait valoir que la décision d'ouverture a incorrectement utilisé une courbe unique de prévisions en matière de prix, notamment compte tenu du long délai requis par le projet. Elle note également, dans certaines de ses observations, que la Commission utilise incorrectement les coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale nucléaire actuelle de Paks pour justifier les coûts d'exploitation et de maintenance des nouvelles unités 5 et 6 Gen III +. Par ailleurs, Paks II souligne que, si sa décision d'investissement initiale a été prise au moment de la signature du contrat d'ingénierie, d'achat et de construction, cet engagement n'a été pris qu'au stade de développement des dépenses, étant donné que l'engagement final de Paks II pour les dépenses de la période de construction a lieu à un moment précis à l'avenir. Paks II déclare que jusqu'à ce moment futur, l'entreprise peut décider, en cas de variation de l'économie du projet en raison de modifications du marché extérieur, de ne pas faire progresser le projet; toutefois, cette possibilité est assez peu probable. Paks II fait également mention du rapport élaboré par Rothschild & Co pour le gouvernement hongrois (l'étude Rothschild) ⁽⁵⁶⁾, qui conclut que la fourchette du TRI pourrait atteindre 12 %, ce qui est un taux sensiblement plus élevé que la fourchette de 6,7 à 9 % mentionnée par la Commission dans la décision d'ouverture. Enfin, Paks II note que les fourchettes du CMPC et du TRI calculées par la Commission se chevauchent et que, dès lors, le projet pourrait offrir une rémunération appropriée.

⁽⁵⁴⁾ Il y est fait mention dans Romhányi Balázs, «A Paks II beruházási költségvetés-politikai következményei», disponible à l'adresse suivante: https://energiaklub.hu/sites/default/files/a_paks_ii_beruhazas_koltsegvetes-politikai_kovetkezményei.pdf

⁽⁵⁵⁾ Il y est fait mention dans l'étude Fazekas, M. et al, The Corruption Risks of Nuclear Power Plants: What Can We Expect in Case of Paks2?, disponible à l'adresse: http://www.pakskontroll.hu/sites/default/files/documents/corruption_risks_paks2.pdf

⁽⁵⁶⁾ <http://www.kormany.hu/download/a/84/90000/2015%20Economic%20analysis%20of%20Paks%20II.pdf>

- (142) Le groupe Enersense avance que la formule du CMPC utilisée par la Commission est inexacte dans la mesure où la Commission a utilisé des facteurs excessivement modestes pour la déterminer. Selon lui, le coût approprié de la dette qui devrait être appliqué à l'élément CMPC de l'évaluation du PIEM est de 4,5 % avant impôts ou de 3,6 % après impôts, avec des ajustements mineurs prévus au fil du temps. Il fait valoir que, puisque le prestataire russe fournit environ 80 % du financement du prix contractuel, le retour sur investissement devrait être basé sur un effet de levier de 80 % pour refléter la source des fonds d'investissement, comme c'est le cas pour les autres centrales nucléaires. Le groupe Enersense déclare qu'en supposant un coût des capitaux propres de 11 % et un coût de l'endettement de 3,6 % après impôts et en appliquant une réduction de 80 % sur la base de l'effet de levier, le CMPC devrait être de 5,1 %. En outre, il avance que celui-ci augmenterait pour atteindre 6,2 % si une réduction sur la base de l'effet de levier de 65 % était appliquée. En conclusion, il relève que le retour sur investissement serait considérablement amélioré par le choix du coût de l'endettement fondé sur le marché et de l'effet de levier.
- (143) D'autres arguments ont été avancés par les parties intéressées, selon lesquels le CMPC est sensiblement réduit une fois que la centrale est connectée au réseau, tandis que la valeur de l'entreprise augmente. Par conséquent, des parties ou l'intégralité de la centrale pourraient être vendues à un prix comparable à celui d'autres installations nucléaires actuellement en exploitation. Il est avancé que les calculs de la Commission dans la décision d'ouverture ne reflètent pas cette flexibilité de l'investissement.
- (144) La Commission a également reçu des observations sur l'importance d'évaluer pleinement et d'inclure les coûts d'opportunité de l'exclusion de la technologie nucléaire dans le bouquet énergétique national, dans le contexte de modifications importantes apportées au portefeuille existant de la capacité de production électrique. Selon ces observations, outre les modèles concernant le «retour sur investissement» ou le «flux de trésorerie actualisé», il est important de considérer que le projet Paks II constitue un investissement substantiel dans un secteur existant qui apporte une réelle valeur ajoutée, et non simplement une opportunité d'investissement de portefeuille ou par une spéculation à court terme. Ces observations indiquent que ces caractéristiques devraient également être reflétées dans les calculs de la Commission concernant la viabilité du projet.
- (145) Plusieurs observations mentionnent la conclusion de l'étude Rothschild, selon laquelle le projet ne peut être viable que sur la base des conditions du marché, même s'il s'appuie sur des hypothèses très pessimistes. Certaines avancent également que les hypothèses clés concernant les futurs prix de l'électricité sont assez modérées et que ces prix devraient augmenter après 2025. Sur cette base, Paks II ne bénéficierait pas d'un avantage.
- (146) Selon certaines observations, le fait que le projet soit réalisé au moyen d'un contrat d'ingénierie, d'achat et de construction sur une base «clé en main» le rendrait attrayant pour tout investisseur dans une économie de marché et, dès lors, la Hongrie investirait également dans des conditions usuelles sur le marché.

4.2. OBSERVATIONS SUR LA COMPATIBILITÉ ÉVENTUELLE DE LA MESURE AVEC LE MARCHÉ INTÉRIEUR

4.2.1. OBSERVATIONS EN CE QUI CONCERNE L'OBJECTIF D'INTÉRÊT COMMUN

- (147) L'Autriche, IG Windkraft, Oekostorm AG et d'autres parties tierces affirment que la subvention de la construction et de l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires n'est pas prévue, conformément aux principes exposés à l'article 107, paragraphe 3, TFUE, car elle est incompatible avec le marché intérieur. L'énergie nucléaire ne serait pas une technologie nouvelle, innovante ou durable pour la production d'électricité, qui pourrait contribuer à la réalisation d'un objectif de l'Union visant à accroître la part de production d'énergie par des technologies renouvelables. Par conséquent, le projet ne devrait pas pouvoir bénéficier d'un soutien temporaire avant la maturité du marché.
- (148) L'Autriche avance que l'article 2, point c), et l'article 40 du traité Euratom ne permettent pas d'envisager la promotion de nouveaux investissements nucléaires en tant qu'objectif d'intérêt commun étant donné que le traité Euratom ne peut être interprété comme contenant un intérêt commun au sens de l'article 107, paragraphe 3, TFUE. En outre, un tel objectif serait contraire aux autres objectifs de l'Union en vertu du TFUE, notamment le principe de précaution visé à l'article 191 et le principe de durabilité dans le cadre du programme Horizon 2020 ⁽⁵⁷⁾.
- (149) Selon plusieurs observations, le projet contribuerait aux objectifs de déploiement, à l'échelon européen, d'installations nucléaires ainsi que de recherche nucléaire, qui sont également reconnus par le traité Euratom.
- (150) De nombreuses observations avancent que le fait que l'énergie nucléaire fournisse une source d'énergie propre, à faible teneur en carbone, devrait être reconnu par la Commission en tant qu'objectif commun de l'Union qui justifie l'investissement.

⁽⁵⁷⁾ <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020>

- (151) Certaines des observations font référence à l'article 194, paragraphe 2, TFUE, qui permet aux États membres de déterminer leur bouquet de production énergétique. Les observations soulignent que le bouquet de production énergétique envisagé par la Hongrie fait partie de sa stratégie nationale en matière d'énergie et suit une trajectoire «nucléaire-charbon-énergie verte». L'investissement pourrait être justifiable sur cette base.
- (152) La Commission a également reçu des observations soulignant que le nucléaire offre une source d'énergie à très long terme, sûre et fiable, dans le bouquet de production énergétique de l'Union. Ces observations indiquaient que l'électricité générée à partir de sources nucléaires, généralement à des niveaux de capacité élevés (entre 85 et 90 %) pourrait contribuer de manière significative à une sécurité d'approvisionnement à long terme. D'autres parties intéressées ont fait valoir qu'en raison de la pénurie conséquente dans la future capacité installée qui devrait apparaître d'ici 2030 avec la suppression progressive des unités existantes de la centrale nucléaire de Paks et en raison du recours aux importations d'électricité, le projet pourrait constituer une option idéale pour garantir la sécurité de l'approvisionnement pour la Hongrie et réduire la dépendance à l'égard des combustibles.
- (153) Des arguments ont été présentés à la Commission, indiquant que l'achèvement du projet contribuerait à la croissance dans la région, principalement par la création d'emplois. En outre, certaines observations soulignent l'existence d'une solide opportunité pour les entreprises de toute taille de l'Union de participer à l'achèvement du projet, renforçant ainsi la chaîne d'approvisionnement des entreprises. Ces observations donnent à penser que la croissance ainsi envisagée constitue un intérêt commun qui pourrait justifier l'achèvement du projet.

4.2.2. OBSERVATIONS EN CE QUI CONCERNE LA PERTINENCE DE LA MESURE

- (154) IG Windkraft et Energiaklub font valoir que la mesure est inappropriée compte tenu des dépenses qu'implique le projet par rapport aux alternatives éventuelles qui cibleraient la pénurie d'électricité dans la future capacité installée. Un montant de subvention similaire pourrait produire un volume annuel d'électricité beaucoup plus élevé s'il était investi dans d'autres sources d'électricité, telles que les énergies renouvelables.

4.2.3. OBSERVATIONS EN CE QUI CONCERNE LA NÉCESSITÉ DE LA MESURE ET L'EFFET INCITATIF

- (155) L'Autriche avance que la Commission a défini de manière erronée le marché pertinent afin d'évaluer l'existence ou non d'une défaillance du marché, à savoir le marché de l'énergie nucléaire en Hongrie. Elle affirme que le marché pertinent correct serait le marché intérieur libéralisé de l'électricité de l'Union. L'Autriche fait par ailleurs valoir qu'il n'y a pas de défaillance du marché en ce qui concerne la production d'électricité et l'approvisionnement du marché intérieur en électricité. Au contraire, les prix de l'électricité chuteraient à cause, en partie, de capacités de production suffisantes. En outre, la Hongrie est bien interconnectée aux réseaux des États membres voisins.
- (156) L'Autriche et IG Windkraft avancent que si la Hongrie devait être confrontée à un problème de sécurité d'approvisionnement, les centrales nucléaires pourraient ne pas être le moyen approprié de répondre à ce problème. Elles déclarent que des sources d'énergie plus respectueuses de l'environnement, souples et moins onéreuses, dans de petites unités décentralisées, pourraient être plus appropriées. L'Autriche avance en outre que les centrales nucléaires sont sensibles aux vagues de chaleur en raison des exigences de refroidissement et que les États membres dépendent presque complètement du minerai d'uranium importé.
- (157) Des tierces parties ont également fait valoir que le marché à lui seul assurerait la livraison de la construction de nouvelles capacités de production, dans le secteur de la production d'électricité. Le fait que la Hongrie soit dépendante des importations d'électricité ne constituerait pas une défaillance du marché et, notamment, une défaillance que pallierait une nouvelle centrale nucléaire. Les observations avancées montrent que les importations d'électricité moins chère provenant d'autres États membres sont un effet normal et acceptable d'un marché viable et non une défaillance du marché. Cela indique simplement la capacité à acquérir des matières premières au prix le plus bas du marché. Selon les observations reçues, les prix de l'électricité sont déterminés par de nombreux facteurs, dont le prix des matières premières, l'offre et la demande. En Europe, en particulier, une baisse du prix de l'électricité constituerait une réaction à des surcapacités de production chroniques. Étant donné que cela pourrait être vu comme la réaction d'un marché au fonctionnement efficace, on ne saurait considérer que la baisse du prix sur le marché de l'énergie en raison des importations représenterait une défaillance du marché justifiant la construction d'une nouvelle capacité nucléaire.
- (158) Selon les observations reçues, même s'il y avait une défaillance du marché dans le secteur de la production de l'électricité, la Hongrie devrait envisager davantage d'options de manière transparente et non discriminatoire.

- (159) D'autres observations laissent entendre que, bien que les défis soulevés par l'investissement dans l'énergie nucléaire, notamment l'investissement initial très important et la nécessité d'un soutien public et politique, soient connus, la reconnaissance de ces difficultés n'équivaut pas à établir que le développement de l'énergie nucléaire est associé à une défaillance du marché. Les mêmes observations soulignent que, si la Commission a conclu qu'il existait une défaillance du marché dans le cas de Hinkley Point C, il ne faudrait pas en déduire que tous les investissements nucléaires ne peuvent être réalisés qu'avec des régimes de subventions ou qu'il y a des motifs de supposer une défaillance du marché nucléaire générique.

4.2.4. OBSERVATIONS EN CE QUI CONCERNE LA PROPORTIONNALITÉ DE LA MESURE

- (160) L'Autriche a avancé cet argument car les aides d'État doivent toujours être limitées au montant minimum requis. Dans le cas présent, où la construction du projet proposé s'effectue sans appel d'offres, il n'est pas possible de déterminer si les coûts totaux du projet se limiteraient au montant minimum requis.
- (161) Energiaklub affirme que les autorités hongroises n'ont pas examiné le niveau minimum du soutien financier qui permettrait la livraison du projet. Elles ont plutôt cherché à financer le projet dans son intégralité, éventuellement en incluant aussi les coûts d'exploitation. Energiaklub souligne également le fait que, selon les calculs communiqués par la Hongrie, l'aide d'État non seulement se limiterait à la mise en œuvre de l'investissement mais serait également octroyée au fonctionnement du projet, ce qui pourrait surcompenser Paks II.

4.2.5. OBSERVATIONS EN CE QUI CONCERNE L'EFFET DE LA MESURE SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR

- (162) L'Autriche avance que l'aide d'État pour une technologie qui n'est pas en soi rentable au sein du marché intérieur libéralisé de l'électricité entraîne une distorsion excessive de la concurrence. En outre, elle peut empêcher l'entrée de nouveaux participants, viables et plus rentables, sur le marché ou contraindre ces participants à quitter le marché. L'Autriche fait valoir que des centrales nucléaires sont déployées pour couvrir une production en charge de base élevée et que la priorité est donnée à cette capacité lorsqu'elle est connectée à un réseau, étant donné que les centrales nucléaires ne peuvent faire varier leurs capacités que légèrement. Si elles ont des coûts de construction et de démantèlement élevés, elles ont de faibles coûts d'exploitation, ce qui leur permet d'entrer dans la logique du «merit order».
- (163) Les autorités autrichiennes et IG Windkraft soutiennent que la construction des nouvelles centrales nucléaires donnera aux opérateurs des centrales sur le site de Paks une puissance importante sur le marché en renforçant la concentration de celui-ci, ce qui pourrait entraîner un abus de position dominante au sens de l'article 102 du TFUE.
- (164) Le groupe MVM et Paks II font valoir qu'à la suite de la vente de 100 % des parts de Paks II à l'État, les deux entreprises sont devenues totalement indépendantes l'une de l'autre. Ils soulignent l'absence de contrôle, direct ou autre, du groupe MVM sur la gestion et l'exploitation de Paks II. De même, ils soulignent le fait que le groupe MVM et Paks II sont deux entreprises de production d'électricité distinctes, comme tout autre concurrent, et qu'il n'y a aucune raison de présumer une coordination ou des activités, ou une combinaison des deux entreprises. En outre, le groupe MVM avance que sa propre stratégie inclut d'éventuels investissements susceptibles de concurrencer Paks II à l'avenir.
- (165) Paks II fait valoir que le projet est destiné à assurer une capacité de remplacement pour les quatre unités actuelles de la centrale nucléaire de Paks. Ces unités actuelles devraient progressivement être supprimées d'ici 2035 environ, tandis que les nouvelles unités 5 et 6 (le projet Paks II) ne seraient pas opérationnelles avant 2025 environ. Paks II soutient que, dès lors, l'évaluation des parts de marché et les arguments relatifs à une position dominante sont dépourvus de fondement et ne peuvent être pris en considération pour le moment.
- (166) Plusieurs parties intéressées ont souligné que le marché de l'énergie qu'il convient d'examiner serait plus large que le territoire de l'État pris isolément, sur lequel coexistent plusieurs concurrents internationaux, étant donné le volume élevé des importations d'électricité de la Hongrie et l'excellent niveau d'interconnexion du pays avec les pays voisins.
- (167) Certaines parties font explicitement valoir que le projet pourrait avoir une incidence baissière potentielle sur les marchés de l'électricité régionaux, tels que l'Allemagne, où le prix de la charge de base annuel devrait connaître une baisse pouvant atteindre 0,6 % d'ici 2025, 1,1 % d'ici 2030 et 1,2 % d'ici 2040. Par ailleurs, certaines parties avancent également que les installations d'énergies renouvelables en Allemagne verraient leurs recettes baisser à cause des nouveaux réacteurs de Paks II et que la charge, pour les contribuables, du financement des régimes allemands d'aide aux énergies renouvelables augmenterait tandis que les fournisseurs d'«électricité grise» pourraient réaliser une économie pouvant atteindre 1,02 % d'ici 2030.

4.3. OBSERVATIONS SUPPLÉMENTAIRES SOULEVÉES PAR LES PARTIES INTÉRESSÉES

- (168) Plusieurs observations soulignent le fait que les détails du projet n'ont pas été totalement partagés avec le public en Hongrie. Elles avancent également que la décision concernant Paks II est techniquement injustifiée, étant donné qu'il n'y a pas eu d'enquête préparatoire sur la façon dont un investissement dans des mesures d'efficacité énergétique et des énergies renouvelables à la même échelle contribuerait à assurer la sécurité de l'approvisionnement. Ces observations indiquent dès lors qu'étant donné l'absence d'implication du grand public et des professionnels, le projet devrait être gelé.
- (169) Certaines observations soulignent le danger potentiel des centrales nucléaires. Des préoccupations sont formulées dans certaines observations quant à la capacité de la Hongrie et de Paks II à faire face à des incidents de sécurité nucléaires, ainsi qu'à assurer l'élimination en toute sécurité de déchets radioactifs.
- (170) Certaines observations ont souligné l'absence d'un processus d'appel d'offres dans la désignation du constructeur des nouvelles unités de production, ce qui, selon ces observations, serait contraire aux dispositions du droit de l'Union. En outre, le député européen Jávör fait valoir que la prétendue violation des règles relatives aux marchés publics de l'Union est inhérente et intrinsèquement liée à la mesure étant donné que, selon lui, la Russie n'aurait pas accordé de prêt à la Hongrie pour le projet Paks II sans assurer l'investissement pour Rosatom, ce qui éviterait l'application des règles relatives aux marchés publics de l'Union. Il en conclut que l'évaluation visant à déterminer si l'utilisation de l'emprunt russe constitue une aide d'État illégale ne peut être séparée de l'évitement des règles relatives aux marchés publics; les deux sont intrinsèquement liés et leur effet doit être apprécié conjointement.
- (171) Plusieurs observations ont été formulées, s'opposant au fait que le projet soit réalisé au moyen d'un emprunt russe. Elles font valoir que cela favoriserait une dépendance aux combustibles et financière, tout en contrevenant à la stratégie de l'Union pour la sécurité énergétique en réduisant les possibilités, pour les acteurs du marché de l'Union, de développement d'un réseau et d'une infrastructure électrique à l'échelle de l'Union.
- (172) Certaines parties intéressées font valoir que lorsque la Hongrie a décidé qu'elle avait besoin de nouvelles capacités électriques pour l'avenir, elle aurait dû respecter l'article 8 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil⁽⁵⁸⁾. Dans le cas présent, il n'y a pas eu de procédure d'appel d'offres ni de procédure équivalente en termes de transparence et de non-discrimination prévoyant une nouvelle capacité. Par conséquent, selon elles, l'investissement Paks II pourrait violer le droit de l'Union.
- (173) Certaines parties affirment qu'il convient de ne pas utiliser une aide d'État dans les cas où elle dispenserait le pollueur de la charge de payer le prix de sa pollution dans l'esprit de l'encadrement communautaire des aides d'État pour la protection de l'environnement⁽⁵⁹⁾.

4.4. RÉPONSE DE LA HONGRIE AUX OBSERVATIONS SOULEVÉES PAR LES PARTIES INTÉRESSÉES

- (174) La Hongrie a présenté sa réponse aux observations de tiers sur la décision d'ouverture en matière d'aides d'État («réponse aux observations de tiers») le 8 avril 2016.
- (175) Plus particulièrement, la Hongrie est en total désaccord avec les observations reçues du gouvernement autrichien, de Greenpeace Energy, d'Energiaklub et du député européen Benedek Jávör, dans lesquelles les diverses tierces parties ont allégué que les coûts relatifs à la sécurité et à la réglementation environnementale, au financement de la dette, à l'assurance, à la sécurité, à l'élimination des déchets, au démantèlement, aux connexions de transmission et aux investissements en matière d'améliorations n'avaient pas été inclus dans l'analyse de la Hongrie, déclarant que ces parties étaient mal informées et que leurs arguments n'étaient pas fondés.
- (176) La réponse comprend une réfutation détaillée des observations soumises par le député européen Benedek Jávör. Plus particulièrement, la Hongrie souligne que:
- les coûts de tous les investissements de sécurité nécessaires sont inclus dans le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction,
 - le choix du système de refroidissement direct est soutenu par l'évaluation des incidences du projet sur l'environnement,

⁽⁵⁸⁾ Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 55).

⁽⁵⁹⁾ Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement (JO C 82 du 1.4.2008, p. 1).

- les chiffres des coûts relatifs à la gestion des déchets et au démantèlement ont été calculés par l'Agence pour la gestion des déchets radioactifs sur la base de la loi CXVI de 1996 concernant l'énergie atomique,
 - les coûts liés à la connexion au réseau pour Paks II sont inclus dans l'analyse financière du projet,
 - il n'y aura pas de réduction dans l'exploitation de la centrale nucléaire de Paks et de Paks II pendant les heures de faible demande étant donné que Paks II devrait remplacer les capacités de production anciennes et existantes qui seraient progressivement supprimées,
 - s'agissant d'une technologie moderne de génération III+, il est permis de présumer un taux d'utilisation relativement élevé (90+ %) pendant la durée de vie de Paks II,
 - la période d'exploitation de 60 ans est largement acceptée au niveau international, car il s'agit d'une hypothèse standard, même pour les centrales de génération III inférieures,
 - le projet est neutre au regard de la TVA et, étant donné qu'une grande partie des services sera assurée par des prestataires établis dans l'Union européenne, l'hypothèse/le calcul des droits de douane est inexact.
- (177) La Hongrie avance qu'elle a procédé à une large analyse de sensibilité pour examiner l'incidence d'hypothèses et de variables telles que la durée de vie de la centrale, les coûts d'exploitation et de gestion, les coûts de gestion des déchets et de démantèlement, les facteurs de charge, les facteurs macroéconomiques tels que le taux de change et l'inflation, différents scénarios de prix du marché, les retards, etc. en ce qui concerne l'intérêt économique et que cette analyse de sensibilité soutiendrait pleinement sa conclusion selon laquelle la mesure n'équivaudrait pas à une aide d'État.
- (178) En ce qui concerne les observations reçues quant à la compatibilité éventuelle de la mesure, la Hongrie rappelle plusieurs arguments avancés concernant le libre choix et la diversification du bouquet de production, la nécessité d'une capacité de remplacement, la décarbonation, la création d'emplois, la faisabilité budgétaire et les effets multiplicateurs mis en avant.
- (179) La Hongrie déclare que l'argument du gouvernement autrichien selon lequel l'objectif du traité Euratom concernant le «développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté» est «déjà atteint et ne peut être utilisé à l'appui d'un intérêt commun au sens de l'article 107, paragraphe 3, TFUE du fait que des centrales nucléaires techniquement développées et nombreuses ont été construites en Europe» est erroné. Cet argument, selon la Hongrie, confond l'objectif de développement d'une production nucléaire avec la notion de technologie qui ne peut être présentée comme ayant été statique. Elle fait valoir que le traité Euratom continue de faire partie de l'ordre constitutionnel de l'Union et que ce point n'a pas été révoqué. Enfin, elle souligne que l'Autriche et Greenpeace n'ont avancé aucune jurisprudence pour suggérer que les objectifs des questions d'intérêt commun sont nécessairement à durée limitée.
- (180) En ce qui concerne la diversification du bouquet de production énergétique, la Hongrie réfute les allégations de l'Autriche et de l'association autrichienne de l'énergie éolienne au sujet de la dépendance à l'uranium au niveau de l'Union et souligne l'existence d'une grande diversité et disponibilité de l'uranium provenant d'importantes sources inexploitées. Elle affirme également que le simple fait qu'une ressource soit limitée ne signifierait pas que son utilisation n'est pas durable et répond aux commentaires formulés par la spécialiste de l'économie de l'énergie Loreta Stankeviciute au nom de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) ⁽⁶⁰⁾ selon laquelle «l'énergie nucléaire soutient avantageusement la comparaison pour de nombreux indicateurs de durabilité».
- (181) La Hongrie souligne que certains des arguments avancés en ce qui concerne la nécessité d'une décarbonation par l'utilisation des sources d'énergie nucléaire sont valides étant donné que les technologies renouvelables ont des coûts élevés et qu'elles sont intermittentes selon le type de production d'énergie. Elle fait également valoir que les tarifs subventionnés renouvelables forfaitaires sont incompatibles avec le libre jeu du marché et cite Greenpeace, qui a affirmé que les accords d'achat d'électricité à prix fixe seraient moins avantageux dans des scénarios comportant des prix du marché plus bas, bien que ce ne soit pas ainsi que Paks II vendrait son électricité.
- (182) La Hongrie cite plusieurs sources qui affirment que la mesure ne faussera pas indûment la concurrence et souligne le fait que la Commission n'avait pas de doutes concernant la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur (comme le suggérait Greenpeace) mais plutôt concernant la question de l'existence d'une aide.

⁽⁶⁰⁾ <https://www.oecd-neo.org/ndd/climate-change/cop21/presentations/stankeviciute.pdf>

- (183) Dans le même cadre (distorsions éventuelles de la concurrence), la Hongrie réfute les arguments avancés par Greenpeace selon lesquels elle mettrait en place un tarif forfaitaire (similaire à celui de Hinkley Point C) afin de soutenir l'exploitation de Paks II à long terme.
- (184) La Hongrie conteste les observations qui avançaient que le projet supplanterait les investissements dans les énergies renouvelables en Hongrie et dans les pays voisins. Elle fait valoir que la stratégie énergétique nationale inclut les énergies renouvelables ainsi que l'énergie nucléaire et que les futures pénuries dans la capacité installée ne pourront être comblées par la seule énergie nucléaire. Par conséquent, les capacités nucléaires supplémentaires n'empêcheraient pas le développement de l'énergie renouvelable. La Hongrie fait observer que l'analyse de marché comprise dans la réponse de Greenpeace formulée par Energy Brainpool présume le déploiement des énergies renouvelables ainsi que l'objectif national de la Hongrie en matière d'énergie renouvelable.
- (185) La Hongrie rappelle les points de vue soumis par le groupe MVM selon lesquels aucune fusion n'est envisagée entre le groupe MVM et Paks II et qu'il n'y aura dès lors pas de concentration du marché. Elle rappelle également la déclaration du groupe MVM selon laquelle la stratégie commerciale du groupe MVM inclut d'éventuels investissements susceptibles de concurrencer Paks II à l'avenir.
- (186) Elle rappelle encore les observations selon lesquelles le marché qu'il convient d'examiner devrait être interprété comme dépassant largement les confins de l'État hongrois en raison du niveau d'interconnexion élevé. Dans ce contexte, l'effet de la mesure serait négligeable. Elle conteste également la méthodologie de l'analyse menée par Energy Brainpool pour le compte de Greenpeace concernant l'incidence potentielle du projet sur les marchés régionaux de l'électricité, tels que l'Allemagne. Elle fait valoir que l'approche utilisée implique une évaluation de l'incidence du projet dans un contexte exclusivement national, sans tenir compte du rôle joué par les importations d'énergie en Hongrie et en l'extrapolant à l'Allemagne, avec pour hypothèse implicite que l'incidence du projet sur le marché allemand de l'électricité serait la même que sur le marché hongrois. Elle déclare aussi que l'analyse présente des lacunes dans la mesure où elle présume le niveau existant de capacité d'interconnexion, tout en ignorant d'autres interconnexions qui font partie des objectifs de l'Union.
- (187) En ce qui concerne les observations soulignant les questions de sécurité, la Hongrie fait valoir qu'il existe des connaissances et une expertise importantes dans le pays, compte tenu des quatre unités nucléaires existantes. Elle relève également que l'Autorité hongroise de l'énergie atomique (qui délivre des licences pour les installations nucléaires) est déjà très familiarisée avec la technologie VVER et a élaboré un programme de formation interne de deux ans portant sur cette technologie. Ce programme fait intervenir des membres de l'organisme régulateur qui possèdent une expérience universitaire et pratique pertinente significative, la formation et le perfectionnement de nouveaux membres du personnel dans les tâches et les fonctions qu'ils rempliront en tant que membres de l'autorité de régulation.
- (188) En outre, la Hongrie souligne que l'autorité environnementale et l'autorité de régulation sont indépendantes l'une de l'autre, ce qui garantit un cadre de sécurité solide et objectif. Elle fait également observer que les exigences techniques pertinentes du projet concernant la sécurité nucléaire ont été élaborées en combinant le droit hongrois, les spécifications des électriciens européens, les recommandations de sécurité de l'AIEA et de l'Association des responsables des Autorités de sûreté nucléaire des pays d'Europe de l'Ouest, ainsi que les enseignements tirés de l'accident de Fukushima.
- (189) En réponse aux observations commentant le manque apparent de transparence pendant les préparatifs du projet, la Hongrie a expliqué qu'elle a obtenu la transparence grâce au processus décisionnel parlementaire. La procédure parlementaire a garanti l'accès à toutes les informations pertinentes pour toutes les parties et autorités intéressées, dont la Commission. Dans le cadre de ce processus, tous les rapports d'experts indépendants ont été publiés, y compris les analyses économiques du projet, et tous les documents relatifs à l'évaluation de l'impact environnemental ont été mis à disposition dans plusieurs langues.
- (190) La Hongrie renvoie en outre aux consultations publiques organisées entre le 17 mars et le 4 mai 2015 par le commissaire du gouvernement chargé du projet, traitant des effets potentiels de la construction et de l'exploitation de Paks II sur l'environnement. La Hongrie a également informé tous les pays tiers qui sont ses voisins (non membres de l'Union européenne) sur le projet et a organisé dans plusieurs pays neuf consultations publiques sur le projet.

- (191) En ce qui concerne les observations qui allèguent que l'achèvement du projet viole la directive 2014/24/UE du Parlement européen et du Conseil⁽⁶¹⁾ et la directive 2014/25/UE du Parlement et du Conseil⁽⁶²⁾, les autorités hongroises expliquent que l'accord intergouvernemental et les accords de mise en œuvre ne relèvent pas du champ d'application du TFUE et des directives 2014/24/UE et 2014/25/UE. En outre, elles déclarent que même si le TFUE s'appliquait, l'accord intergouvernemental et les accords de mise en œuvre relèveraient de l'exonération spécifique concernant les accords internationaux telle qu'énoncée à l'article 22 de la directive 2014/25/UE ou de l'exonération technique énoncée à l'article 50, point c), de cette directive et devraient dès lors être exemptés de l'application des règles relatives aux marchés publics de l'Union. La Hongrie explique que l'accord intergouvernemental définit clairement les procédures pour l'octroi des accords de mise en œuvre, y compris les exigences spécifiques pour la désignation des entreprises et l'octroi de contrats de sous-traitance.
- (192) La Hongrie réfute également les observations qui allèguent qu'elle viole l'article 8 de la directive 2009/72/CE. Elle fait valoir que cette directive ne s'applique pas au projet car il relève du domaine de compétence exclusive du traité Euratom, lequel prévaut sur les règles du TFUE et sur toute législation dérivée. Les autorités hongroises soulignent également qu'à leur avis, le projet ne comportant pas d'éléments d'aide d'État, les dispositions relatives à l'appel d'offres pour la fourniture de capacités de la directive 2009/72/CE ne s'appliqueraient pas.
- (193) La Hongrie renvoie enfin à la jurisprudence de la Cour de justice de l'Union européenne⁽⁶³⁾ qui dispose que l'existence ou l'absence d'une violation du droit de l'Union ne peut être prise en compte dans le cadre d'une enquête sur une aide d'État. De ce fait, la Hongrie estime que toute violation éventuelle de la directive relative à l'électricité devrait être examinée en dehors du champ d'application de la procédure formelle d'examen relative aux aides d'État. La Hongrie renvoie également à la décision de la Commission sur l'aide d'État dans l'affaire Hinkley Point C, en déclarant que, en lieu et place d'appels d'offres spécifiques, des procédures équivalentes en termes de transparence et de non-discrimination peuvent être utilisées au sens de l'article 8 de la directive 2009/72/CE. La Hongrie fait valoir que l'octroi de sous-contrats serait réalisé conformément aux principes de non-discrimination et de transparence.

4.5. OBSERVATIONS SUPPLÉMENTAIRES SOULEVÉES PAR LA HONGRIE DANS SA RÉPONSE AUX OBSERVATIONS DÉPOSÉES AUPRÈS DE LA COMMISSION

- (194) La Hongrie avance, dans sa réponse aux observations déposées auprès de la Commission, que la propre communication de la Commission sur un programme indicatif nucléaire (PINIC)⁽⁶⁴⁾ indique qu'il serait nécessaire d'investir des milliards d'euros (entre 650 et 760 milliards d'EUR selon les estimations) dans l'énergie nucléaire, entre 2015 et 2050, afin d'assurer, pour l'avenir, la sécurité d'approvisionnement énergétique à l'échelle de l'Union.

5. APPRÉCIATION DE LA MESURE

5.1. EXISTENCE D'UNE AIDE

- (195) Une mesure constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, 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 membres et de fausser la concurrence sur le marché intérieur.
- (196) Dans la section 3.1 de la décision d'ouverture, la Commission a fait des constatations préliminaires établissant que la mesure peut conférer un avantage économique à Paks II, entraînerait une aide d'État étant donné qu'elle a été accordée par l'État hongrois au moyen de ressources d'État, serait sélective et serait susceptible d'affecter les échanges entre États membres et de fausser la concurrence sur le marché intérieur. La Commission n'a trouvé aucun motif de modifier son appréciation à ces égards pendant la procédure d'enquête formelle.

⁽⁶¹⁾ Directive 2014/24/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 sur la passation des marchés publics et abrogeant la directive 2004/18/CE (JO L 94 du 28.3.2014, p. 65).

⁽⁶²⁾ Directive 2014/25/UE du Parlement européen et du Conseil du 26 février 2014 relative à la passation de marchés par des entités opérant dans les secteurs de l'eau, de l'énergie, des transports et des services postaux et abrogeant la directive 2004/17/CE (JO L 94 du 28.3.2014, p. 243).

⁽⁶³⁾ Arrêt BUPA, T-289/03, point 313.

⁽⁶⁴⁾ <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/FR/1-2016-177-FR-F1-1.PDF>

5.1.1. AVANTAGE ÉCONOMIQUE

- (197) La Commission a évalué si la mesure entraînerait un avantage économique pour Paks II étant donné que cette dernière posséderait et exploiterait les deux centrales nucléaires entièrement financées par l'État hongrois. La Commission a en outre évalué si l'existence d'un avantage économique pour Paks II pouvait être exclu dans le cas où l'investissement de l'État hongrois serait un investissement fondé sur le marché, porté par une logique de profit.
- (198) Dans son appréciation, la Commission rejoint la Hongrie en ce qui concerne l'utilisation du critère du PIEM pour déterminer si un certain investissement serait fondé sur le marché. Ce critère permet de savoir si un investisseur sur le marché aurait investi dans un projet de la même manière et aux mêmes conditions que l'investisseur public, lors de l'adoption de la décision d'investissement (voir considérants 53 et 54).
- (199) Ce test reconnaît l'existence d'un avantage économique et, partant, l'existence d'une aide d'État, lorsque le TRI escompté de l'investissement est inférieur à un CMPC de référence fondé sur le marché pour le même projet dans lequel un opérateur avisé en économie de marché et placé dans les mêmes conditions n'aurait pas investi.
- (200) L'analyse du PIEM exige que les éléments de preuve utilisés dans l'estimation du TRI et du CMPC soient contemporains de la décision d'investissement pour reproduire les informations détenues par les investisseurs à ce moment-là. La Commission a établi un calendrier du processus décisionnel en ce qui concerne le projet Paks II afin de déterminer quelles informations étaient et seraient accessibles aux investisseurs au moment de prendre la décision d'entreprendre le projet ⁽⁶⁵⁾.
- (201) À la date de la présente décision, Paks II n'a pas encore commandé, de manière irrévocable, les travaux de construction des deux nouveaux réacteurs ⁽⁶⁶⁾ [...]. Par conséquent, la Commission considère que les données disponibles à partir de février 2017 (ci-après les «données de 2017») seraient les plus pertinentes pour l'évaluation du PIEM et seraient prises comme scénario de référence.
- (202) Cependant, les négociations concernant Paks II ont débuté il y a plus de deux ans. Afin de fournir un contrôle de la fiabilité pour les résultats du critère du PIEM, la Commission a également réalisé une évaluation distincte à la date de la décision d'investissement initiale, c'est-à-dire au moment où le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction a été signé, le 9 décembre 2014 (ci-après les «données de 2014»). La Commission illustre le fait que le résultat de la même analyse, mais pour une époque antérieure, c'est-à-dire la date de l'investissement initial, est cohérent avec le résultat obtenu en utilisant les données de 2017.
- (203) Afin d'évaluer si le critère du PIEM est rempli, la Commission a estimé le CMPC théorique pour un investissement présentant un profil de risque similaire à celui de Paks II. La Commission a ensuite comparé ce CMPC du marché estimé avec le CMPC du projet, tout d'abord dans le scénario de base en utilisant les données de 2017 et ensuite, pour un contrôle de la fiabilité, en utilisant les données de 2014, qui sont pertinentes pour la décision d'investissement initiale.

5.1.1.1. Évaluation du CMPC par la Commission

- (204) La Commission suit les deux méthodologies utilisées par la Hongrie pour estimer le CMPC, à savoir l'approche ascendante standard, qui construit un CMPC théorique en estimant tous ses éléments, et l'analyse comparative, qui se fonde sur des références pouvant être pertinentes et comparables à Paks II. Bien que des méthodologies identiques aient été utilisées, le résultat de la Commission diverge des conclusions de la Hongrie en raison du fait que la Commission a mis en cause certaines valeurs de paramètres et certaines références utilisées par la Hongrie et a réfuté leur validité. D'autres paramètres et références sont acceptés et pris tels quels, comme proposé par la Hongrie. Dans son évaluation, la Commission fournira des éléments de preuve à l'appui de toute valeur qui diffère de la proposition de la Hongrie.
- (205) Les deux méthodologies employées dans l'évaluation de la Commission utilisent les données de 2017 comme scénario de référence et les données de 2014 pour un contrôle de la fiabilité.
- (206) Étant donné les incertitudes relativement élevées, inhérentes aux estimations financières, la Commission donne une fourchette pour le CMPC de référence de marché théorique qu'il convient d'utiliser dans le test du PIEM.

⁽⁶⁵⁾ La Hongrie n'a pas dressé de calendrier dans ses observations et a utilisé les chiffres disponibles relatifs à divers moments, parfois de manière incohérente. Alors que les observations hongroises se concentraient sur la décision d'investissement de décembre 2014, la deuxième lettre de clarification soumise par la Hongrie utilisait également des chiffres de prime de risque sur capitaux propres de juillet 2015.

⁽⁶⁶⁾ Le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction dispose que le développement des nouveaux réacteurs est scindé en deux phases, la première se composant uniquement de [...] et la seconde du [...].

- (207) En mettant en œuvre les deux méthodologies, la Commission a pris tel quel l'objectif au moyen d'un levier de moyenne de vie de 40 à 50 % proposé par la Hongrie dans l'étude du PIEM et l'étude économique, comme étant conforme à des références fiables. Aux fins de la présente décision, la référence à l'effet de levier est le ratio entre la dette et le capital total du projet. En outre, la Commission a également accepté le taux d'imposition des sociétés de 19 % en Hongrie.
- (208) Avant de fournir sa propre évaluation, la Commission a relevé les faiblesses suivantes concernant le CMPC de référence final avancé par la Hongrie:
- a) Les fourchettes résultant des deux méthodologies proposées par la Hongrie ne sont pas totalement cohérentes. L'intervalle [5,9 %-8,4 %] obtenu dans l'exercice de comparaison de l'étude économique est plus large que celui [6,2 %-7,0 %] établi dans l'approche ascendante dans la même étude, comprenant des valeurs beaucoup plus élevées. La Hongrie ne démontre pas pourquoi le sous-ensemble le plus précis pour le CMPC devrait se limiter à l'intervalle [6,2 %-7,0 %] qui ne recoupe que la partie inférieure de l'intervalle comparatif.
 - b) En outre, les valeurs des diverses variables dans l'analyse comparative de la Hongrie incluse dans l'étude du PIEM et dans l'étude économique ne sont pas cohérentes avec les valeurs variables de l'approche ascendante correspondante incluses dans les mêmes études ⁽⁶⁷⁾.
 - c) En ce qui concerne l'approche ascendante, la Commission réfute principalement trois des paramètres utilisés par la Hongrie, à savoir la prime de risque sur capitaux propres, le taux sans risque et la prime sur dette. Premièrement, rien ne permet de justifier pour quelle raison le rendement historique du marché boursier des 10 dernières années (utilisé tant dans l'étude du PIEM que dans l'étude économique) constitue la référence appropriée pour la prime de risque sur capitaux propres hongroise. Les arguments contre l'utilisation de la prime de risque historique concernent le comportement du marché après la crise de 2008, qui s'est révélé en contradiction avec celui des périodes d'avant la crise ⁽⁶⁸⁾. Deuxièmement, la prime sans risque soumise par la Hongrie dans la deuxième lettre de clarification (avant la décision d'ouverture) est comparée au rendement des obligations d'État hongrois à 15 ans libellées en HUF de 3,8 %, qui était en vigueur en novembre-décembre 2014. Toutefois, la Commission considère qu'en raison de la grande variation dans le rendement des obligations d'État hongrois, il est plus raisonnable de calculer un rendement moyen basé sur les données de rendement mensuelles disponibles pendant toute l'année civile précédant la décision d'investissement. Troisièmement, la Hongrie utilise le taux d'intérêt commercial de référence (TICR) en EUR de l'OCDE pour un projet d'une durée de 18 ans comme indicateur pour la prime sur dette de Paks II. Toutefois, comme la Hongrie le souligne dans l'étude du PIEM, le taux TICR de l'OCDE est calculé sur la base de règles en vertu desquelles les crédits à l'exportation et l'aide relative aux échanges peuvent être utilisés pour financer des projets d'énergie nucléaire. L'aspect potentiel d'aide d'État qu'ont les crédits à l'exportation peut fausser la prime sur dette de référence du marché.
 - d) Enfin, la Hongrie ne discute pas en détail la solidité des estimations. Le risque supplémentaire pour les centrales nucléaires n'est ni intégré explicitement dans les estimations, ni utilisé dans son analyse de sensibilité. Cela est important car la production nucléaire peut entraîner différents types de risques potentiellement plus importants par rapport à d'autres types de technologies de production d'électricité. ⁽⁶⁹⁾, ⁽⁷⁰⁾

⁽⁶⁷⁾ Par exemple, la prime de risque sur capitaux propres est estimée à 9,0 % dans les analyses comparatives incluses par la Hongrie dans les études citées, contre les 4,0 % pour la prime de risque sur capitaux propres estimée dans la méthodologie ascendante incluse dans les mêmes études.

⁽⁶⁸⁾ Voir Damodaran, A. «Equity risk premium (ERP): Determinants, estimation and implications — The 2016 Edition» (2016), section Estimation Approaches — Historical Premiums, p. 29-34, disponible à l'adresse suivante: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2742186. En outre, le cas de l'indice historique de la Bourse hongroise, avec une valeur de clôture de 24 561,80 le 2 mai 2006 et une valeur de clôture de 26 869,01 le 2 mai 2016 (données téléchargées à partir du site https://www.bet.hu/oldalak/piac_most) semble étayer ces doutes.

⁽⁶⁹⁾ Selon l'étude de Moody's (2009), l'annonce d'un projet de construction d'une centrale nucléaire par des entreprises de production américaines implique une décote de 4 crans. Quant à Damodaran, dans sa base de données, il estime qu'une différence de code de crédit de 4 crans, par exemple entre A3 et Ba1, se traduit par une prime sur risque de capitaux propres de 2,0 % (Base de données de Damodaran, valeurs de la version de juillet 2016).

⁽⁷⁰⁾ La taille d'un tel risque est réduite pour Paks II étant donné qu'il n'a qu'une exposition limitée au risque de construction.

Première méthodologie — approche ascendante

- (209) La méthodologie ascendante utilise les formules standard (également utilisées par la Hongrie) du CMPC et estime ses paramètres:

$$WACC = \frac{D}{D+E} (1 - t) R_d + \frac{E}{D+E} R_e$$

où D et E désignent les valeurs de la dette et des capitaux propres, R_d et R_e désignent respectivement les coûts de la dette et des capitaux propres, et t est le taux d'imposition sur les sociétés, d'une valeur de 19 % pour la Hongrie. Cette formule est basée sur les valeurs escomptées de ses paramètres. R_d et R_e sont les coûts de la dette et des capitaux propres au moment des décisions d'investissement et non des coûts historiques.

- (210) Le coût de la dette, quant à lui, sera déterminé par la formule suivante (également utilisée par la Hongrie):

$$R_d = R_f + (R_d - R_f)$$

où R_f désigne le taux sans risque sur le marché et $(R_d - R_f)$ désigne la prime sur obligation sur le marché.

- (211) Le coût des capitaux propres, quant à lui, sera déterminé par la formule standard du CAPM (également utilisée par la Hongrie) ⁽⁷¹⁾:

$$R_e = R_f + \beta \times (E(R_m) - R_f)$$

où R_f désigne le taux sans risque sur le marché, désigne la prime de risque du marché des capitaux propres et β (bêta) est une mesure du risque idiosyncratique, non diversifiable, du projet.

- (212) La Commission approuve les valeurs suivantes des paramètres utilisés pour calculer le CMPC.

- Pour calculer par approximation le taux sans risque, la Commission utilise le taux d'intérêt des obligations d'État hongrois sur 15 ans en HUF, puisqu'il s'agit des obligations présentant la plus longue durée émises par le gouvernement hongrois. La volatilité du taux d'intérêt mensuel était très élevée au cours de la période pendant laquelle la décision d'investissement initiale de Paks II a été prise. Par conséquent, le choix d'une valeur correspondant à un mois seulement pourrait donner un résultat qui n'est pas fiable. Il ne refléterait pas la réalité et la complexité d'une décision d'une telle envergure, où les investisseurs recherchent un ensemble global d'informations. Pour ce motif, la Commission utilise une valeur moyenne au cours de la période de 12 mois civils précédant le moment visé, contrairement à la Hongrie, qui choisit le taux d'intérêt du mois précédant immédiatement la décision d'investissement ⁽⁷²⁾.
- Pour les motifs exposés au considérant 208(c) concernant le caractère inapproprié des primes de risque historiques du marché (sur capitaux propres) telles qu'utilisées par la Hongrie, la Commission a calculé les primes de risque sur capitaux propres comme la moyenne arithmétique des primes de risque sur capitaux propres provenant de deux sources largement reconnues dans le monde de la finance et des affaires.
- La principale source de données est la base de données mondiale des primes de risque sur capitaux propres élaborée par le professeur Aswath Damodaran de la New York University («base de données des primes de risque de Damodaran») ⁽⁷³⁾,

⁽⁷¹⁾ CAPM est l'acronyme anglais de «Capital Asset Pricing Model» (modèle d'évaluation des actifs financiers), le modèle financier standard pour estimer le rendement escompté d'un actif, voir <http://www.investopedia.com/terms/c/capm.asp>.

⁽⁷²⁾ La Commission a également examiné les taux des obligations d'État en EUR et en USD; toutefois, ces obligations d'État avaient une durée plus courte et la dernière date d'émission était mai 2011 pour les obligations en EUR et mars 2014 pour les obligations en USD. Pour les périodes présentant une si grande variation dans le taux des obligations d'État, la Commission a décidé de ne pas inclure ces obligations dans l'analyse. En outre, leur inclusion aurait augmenté la valeur estimée du CMPC, faisant de leur exclusion de l'analyse un choix prudent.

⁽⁷³⁾ Pour les chiffres pertinents pour décembre 2014, voir les vignettes «Risk Premiums for Other Markets» > 1/14 sur la page web http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html. Pour les chiffres pertinents pour février 2017, voir les vignettes «Risk Premiums for Other Markets» > Télécharger sur la page web http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html. Les bases de données de Damodaran sont largement utilisées et citées dans la pratique financière.

- une seconde base de données est celle des primes de risque du marché du professeur Fernandez de la IESE Business School de l'université de Navarre ⁽⁷⁴⁾.

Les conclusions sont résumées au tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6
Prime de risque sur capitaux propres — Hongrie

	Décembre 2014	Février 2017
Prime de risque sur capitaux propres — Damodaran	8,84	8,05
Prime de risque sur capitaux propres — Fernandez	8,30	8,10
Prime de risque sur capitaux propres moyenne	8,57	8,08

- Pour l'estimation de bêta, la Commission a pris telle quelle la proposition de la Hongrie dans la soumission du PIEM, à savoir 0,92 ⁽⁷⁵⁾.
- Le coût de la dette avant impôts serait le taux sans risque hongrois (la valeur moyenne au cours des 12 mois civils précédant le moment visé) plus une prime de risque sur la dette commerciale outre les obligations d'État de 2,26 %, ce qui constitue une mesure pour la prime de risque sur dette du pays ⁽⁷⁶⁾.
- Le levier du projet a été supposé revêtir deux valeurs, 50 % et 40 %, comme proposé par la Hongrie, tant dans l'étude du PIEM que dans l'étude économique.
- (213) Les chiffres des intrants du CMPC établis au considérant (212) et les fourchettes du CMPC dérivées sont rassemblés dans le tableau 7. Une colonne distincte est utilisée pour chaque période pertinente pour l'évaluation

Tableau 7
Calcul du CMPC ascendant

INTRANTS	Décembre 2014	Février 2017
Taux sans risque — Hongrie	5,30 %	3,45 %
Prime de risque sur capitaux propres — Hongrie	8,57 %	8,08 %

⁽⁷⁴⁾ Pour 2014, voir Fernandez, P., Linares P. et Acin, I. F., «Market Risk Premium used in 88 countries in 2014: a survey with 8,228 answers», 20 juin 2014, disponible à l'adresse suivante: <http://www.valuewalk.com/wp-content/uploads/2015/07/SSRN-id2450452.pdf>. Pour 2016, voir Fernandez, P., Linares P. et Acin, I. F., «Market Risk Premium used in 71 countries in 2016: a survey with 6,932 answers», 9 mai 2016, disponible à l'adresse suivante: https://papers.ssrn.com/sol3/papers2.cfm?abstract_id=2776636&download=yes

⁽⁷⁵⁾ Les autres valeurs bêta avancées par la Hongrie dans l'étude du PIEM et la deuxième lettre de clarification ultérieure ainsi que les valeurs bêta correspondant respectivement aux secteurs des services d'utilité publique, des énergies renouvelables et de l'électricité dans la base de données de Damodaran, sont toutes supérieures à 1. Par conséquent, l'utilisation d'une valeur bêta de 0,92 constitue un choix prudent étant donné qu'elle donne lieu à une valeur du CMPC inférieure aux autres valeurs plus élevées de bêta.

⁽⁷⁶⁾ Voir <http://www.mnb.hu/statisztika/statisztikai-adatok-informaciok/adatok-idosorok>, sequence «XI. Deviza, penz es tokepiac» > «Allampapir piaci referenciahozamok» pour le premier et https://www.quandl.com/data/WORLDBANK/HUN_FR_INR_RISK-Hungary-Risk-premium-on-lending-lending-rate-minus-treasury-bill-rate pour cette dernière. En ce qui concerne cette dernière valeur, une certaine prudence est de rigueur en raison de la taille restreinte du marché hongrois des obligations de sociétés. Les données se rapportent au 31 décembre 2014. Il n'y a pas de données disponibles pour des périodes plus récentes.

INTRANTS	Décembre 2014	Février 2017
Bêta	0,92	0,92
Rendement des capitaux propres	13,19 %	10,88 %
Prime de risque sur la dette commerciale outre les rendements des obligations d'État hongroises	2,26 %	2,26 %
Rendement sur la dette avant impôts	7,56 %	5,71 %
Taux d'imposition des sociétés	19 %	19 %
Rendement sur la dette après impôts	6,12 %	4,63 %
Levier $[D/(D+E)]$ — Scénario I	50 %	50 %
Levier $[D/(D+E)]$ — Scénario II	40 %	40 %
CMPC avec levier I	9,66 %	7,75 %
CMPC avec levier II	10,36 %	8,38 %
Fourchette du CMPC	9,66-10,36 %	7,75-8,38 %

- (214) Les éléments CMPC présentés dans le tableau 7 impliquent une fourchette du CMPC de [9,66-10,36 %] pour décembre 2014 et de [7,75 %-8,38 %] pour février 2017 ⁽⁷⁷⁾. Il convient de noter, cependant, que le seul intrant spécifique au secteur dans ces calculs est le bêta de l'industrie (0,92). Par conséquent, il est peu susceptible d'inclure la prime totale associée au risque plus important qu'impliquent les projets nucléaires (voir note de bas de page 68) et il devrait dès lors être considéré comme une estimation inférieure pour le risque réel.

Deuxième méthodologie — évaluation comparative

- (215) La Commission convient avec la Hongrie qu'une approche alternative pour déterminer une fourchette pertinente pour le CMPC du marché consisterait à la comparer avec des références qui sont comparables au projet Paks II. Toutefois, pour les motifs mentionnés au considérant 208 a), la Commission n'a pas jugé suffisamment fiables les références et les fourchettes présentées par les autorités hongroises. Par conséquent, la Commission a élaboré sa propre analyse comparative, qui obtient un CMPC de référence spécifique au secteur et au pays fondé sur la base de données de Damodaran ⁽⁷⁸⁾ ⁽⁷⁹⁾, en utilisant tant les données de 2017 que celles de 2014.

⁽⁷⁷⁾ Ces chiffres sont supérieurs à ceux obtenus par la Hongrie, principalement en raison du taux de risque plus élevé et de la prime de risque sur capitaux propres plus élevée utilisés par la Commission (les choix de la Hongrie sont critiqués au considérant 208).

⁽⁷⁸⁾ Pour les chiffres du CMPC spécifiques au pays pertinents pour décembre 2014, voir «Data» > «Archived data» > «COST of capital by industry» > «Europe» > «1/14» à l'adresse <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Pour les chiffres du CMPC spécifiques au pays pertinents pour février 2017, voir les vignettes «Data» > «Current data» > «COST of capital by industry» > «Europe» à l'adresse: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Pour les chiffres des primes de risque, voir la note de bas de page 72. Il convient également de noter que cette base de données fait partie d'une base de données mondiale et inclut les pays européens (indiqués en tant qu'Europe occidentale). Toutefois, les pays font l'objet d'un autre regroupement et la Hongrie fait partie d'un sous-groupe appelé «Europe développée» — voir la fiche de travail «Europe» ou «Industries sorted global» dans le fichier Excel <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls>

⁽⁷⁹⁾ La Hongrie a également élaboré une brève analyse comparative basée sur les données Damodaran dans la deuxième lettre de clarification (dans son annexe 2). Toutefois, cette analyse n'est pas pertinente car elle est fondée sur des informations ultérieures visant à étayer une décision d'investissement prise en 2014.

(216) En particulier, cette approche suit les trois étapes suivantes (les chiffres pour les trois étapes sont calculés séparément pour décembre 2014 et pour février 2017):

- a) La première étape utilise la base de données du CMPC au niveau de l'industrie élaborée par Damodaran pour l'Europe occidentale afin d'identifier les coûts de la dette et des capitaux propres pour les industries pouvant être présentées comme de bons indicateurs pour l'industrie de production de l'énergie nucléaire ⁽⁸⁰⁾.

Les indicateurs utilisés pour l'industrie de production de l'énergie nucléaire incluent les secteurs «énergies vertes et renouvelables», «électricité» et «services d'utilité publique (généraux)» pour la base de données de 2017 et les secteurs «électricité» et «services d'utilité publique (généraux)» pour la base de données de 2014 ⁽⁸¹⁾. Tout chiffre du coût de la dette et des capitaux propres calculé sur la base de ces secteurs peut être considéré comme une estimation prudente pour la centrale nucléaire de Paks pour deux raisons. Premièrement, il n'y a pas, dans la base de données Damodaran, de distinction entre les segments réglementés et non réglementés dans ces secteurs. Paks II se situe dans le segment non réglementé, ce qui implique un risque plus élevé et, par conséquent, des coûts de la dette et des valeurs des capitaux propres plus élevés que pour les entreprises réglementées dans le même secteur. Deuxièmement, en raison de leur grande taille et importance, les centrales nucléaires présentent de plus grands risques que l'entreprise moyenne de production d'électricité ou de services d'utilité publique ⁽⁸²⁾.

Le tableau 8 présente les coûts de la dette et des capitaux propres avant impôts, directement tirés de la base de données du CMPC de Damodaran pour l'Europe occidentale ainsi que les valeurs bêta au niveau sectoriel ⁽⁸³⁾. Le tableau inclut également le chiffre moyen interprofessionnel pour ces industries ⁽⁸⁴⁾.

Tableau 8

Coûts de la dette au niveau du secteur (avant impôts) et des capitaux propres pour l'Europe occidentale

Année	Coût	Énergies vertes et renouvelables	Énergie	Services d'utilité publique (généraux)	Production et services d'utilité publique (moyenne)
2014	Dette	—	5,90 %	5,40 %	5,65 %
	Capitaux propres	—	9,92 %	9,84 %	9,88 %
	β	—	1,09	1,08	
2017	Dette	4,41 %	3,96 %	3,96 %	4,11 %
	Capitaux propres	9,31 %	9,82 %	9,82 %	9,65 %
	β	1,01	1,08	1,08	

⁽⁸⁰⁾ Les chiffres de ces tableaux sont ajustés en appliquant à la dette le taux hongrois d'imposition sur les sociétés de 19 %.

⁽⁸¹⁾ Les données relatives au secteur «Énergies vertes et renouvelables» n'étaient pas disponibles pour la base de données de 2014. En 2016, ce secteur avait un CMPC plus élevé que la moyenne des deux autres secteurs inclus, indiquant que son inclusion aurait augmenté la valeur de l'estimation du CMPC de 2014 si elle était disponible.

⁽⁸²⁾ Voir la note de bas de page 68.

⁽⁸³⁾ Les chiffres dans ce tableau utilisent des valeurs bêta tirées de la base de données du CMPC au niveau de l'industrie élaborée par Damodaran.

⁽⁸⁴⁾ Une simple moyenne, plutôt qu'une moyenne pondérée utilisant le nombre d'entreprises incluses dans chaque segment, est prise en l'espèce étant donné que l'accent est placé sur les segments de substitution plutôt que sur les entreprises de substitution. Le fait de prendre une moyenne pondérée n'entraînerait pas une différence pour 2016, alors que cela donnerait lieu à des valeurs légèrement plus élevées pour 2014, impliquant alors des valeurs de CMPC plus élevées. Par conséquent, le choix d'une moyenne simple plutôt que pondérée est un choix prudent dans le contexte actuel.

- b) La deuxième étape utilise la base de données des primes de risque de Damodaran pour calculer les primes de risque sur dette et capitaux propres moyennes que la Hongrie exige des autres pays d'Europe occidentale appartenant au sous-groupe «Europe développée» [voir note de bas de page 77] tel que présenté dans le tableau 9, qui compte des entreprises opérant dans des secteurs pris en considération dans le tableau Table 8 et qui sont incluses dans la base de données du CMPC au niveau de l'industrie ⁽⁸⁵⁾. Cela sera ajouté aux chiffres du coût de la dette et des capitaux propres présentés dans la première étape a).

Tableau 9

Primes de risque pour la Hongrie

(en %)

Année	Prime de risque	Europe développée	Hongrie	Différence
2014	Prime de risque-pays (obligations)	0,99	2,56	1,57
	Prime de risque-pays (capitaux propres)	1,48	3,84	2,36
2017	Prime de risque-pays (obligations)	1,06	1,92	0,86
	Prime de risque-pays (capitaux propres)	1,30	2,36	1,06

- c) Dans la troisième étape, la différence respective dans les primes de risque pays pour la Hongrie, établie dans la deuxième étape b), est ajoutée au coût de la dette et des capitaux propres obtenu dans la première étape a), donnant lieu aux chiffres du coût de la dette et des capitaux propres pour la Hongrie ⁽⁸⁶⁾. Ensuite, le CMPC est obtenu pour les deux niveaux de levier proposés par les autorités hongroises. Le tableau 10 résume les résultats.

Tableau 10

Coût de la dette, capitaux propres et CMPC (*) pour la Hongrie

(en %)

Année	Coût	D/ (D+E)	Énergies vertes et renouvelables	Énergie	Services d'utilité publique (généraux)	Production et services d'utilité publique (moyenne)
2014	Dette avant impôts			7,47	6,97	7,22
	Dette après impôts			6,05	5,65	5,85
	Capitaux propres			12,50	12,40	12,45
	CMPC	50		9,28	9,02	9,15
	CMPC	40		9,92	9,70	9,81

⁽⁸⁵⁾ Un élément clé de l'estimation est le fait que Damodaran définit la prime de risque sur capitaux propres pour un pays comme étant la somme d'une prime de marché mature et d'une prime de risque-pays supplémentaire, sur la base de l'écart de défaut du pays et augmentée (de 1,5 en 2014 et de 1,39 en 2016) pour refléter le risque plus élevé des capitaux propres sur le marché. Pour plus de détails, voir la fiche de travail «Explanation and FAQ» de la base de données des primes de risque sur capitaux propres spécifiques aux pays élaborée par Damodaran, disponible à l'adresse: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls>

⁽⁸⁶⁾ Il convient de noter que la prime de risque sur capitaux propres supplémentaire spécifique à la Hongrie, calculée au point ii), devra être multipliée par les valeurs bêta présentées dans le tableau 8: afin d'être incorporée dans le coût des capitaux propres obtenu au point iii).

(en %)

Année	Coût	D/ (D+E)	Énergies vertes et renouvelables	Énergie	Services d'utilité publique (généraux)	Production et services d'utilité publique (moyenne)
2017	Dettes avant impôts		5,27	4,82	4,82	4,97
	Dettes après impôts		4,27	3,91	3,91	4,03
	Capitaux propres		10,38	10,97	10,97	10,77
	CMPC	50	7,32	7,44	7,44	7,40
	CMPC	40	7,93	8,15	8,14	8,07

(*) La formule du CMPC utilise le coût de la dette après impôts

- (217) Cette méthodologie propose un CMPC de projet pour Paks II dans la fourchette de 9,15-9,81 % pour la date de décision d'investissement initiale en décembre 2014 et une fourchette de 7,40-8,07 % pour février 2017. Cette fourchette est fondée sur les valeurs de levier de 40-50 % telles que fixées dans l'étude du PIEM. Il convient de noter également que la limite inférieure de 9,15 % pour le CMPC pour 2014 devrait probablement être ajustée à la hausse si les données concernant les «énergies vertes et renouvelables» étaient disponibles pour 2014. De même, l'incorporation explicite d'une prime de risque supplémentaire pour les centrales nucléaires (voir note de bas de page 68) augmenterait les deux fourchettes.

Conclusion concernant le CMPC

- (218) Les deux méthodologies utilisées pour estimer un point de référence au niveau du marché pour le CMPC donnent lieu à un chevauchement d'intervalles. Les valeurs globales pour 2017 sont en moyenne inférieures à celles de 2014, reflétant principalement l'évaluation du marché concernant le taux sans risque hongrois. Les intervalles pertinents sont résumés dans le tableau 11.

Tableau 11
Résumé du CMPC

(en %)

	Décembre 2014	Février 2017
Approche ascendante	9,66-10,36	7,75-8,38
Approche des valeurs de référence	9,15-9,81	7,40-8,07
Fourchette globale	9,15-10,36	7,40-8,38
Point médian	9,76	7,89

- (219) Le tableau 11 indique des chiffres du CMPC situés dans la fourchette de 9,15-10,36 % pour la décision d'investissement initiale de décembre 2014 et un chiffre situé dans la fourchette de 7,40-8,38 % pour février 2017. Toutes ces valeurs de CMPC devraient être considérées comme prudentes car elles n'incluent pas la prime de risque potentielle que requièrent les projets de centrales nucléaires ⁽⁸⁷⁾.

⁽⁸⁷⁾ En outre, la limite inférieure de 9,15 % pour le CMPC pour 2014 devrait probablement être ajustée à la hausse si les données concernant les «énergies vertes et renouvelables» étaient disponibles pour 2014.

5.1.1.2. *Évaluation du TRI du projet par la Commission*

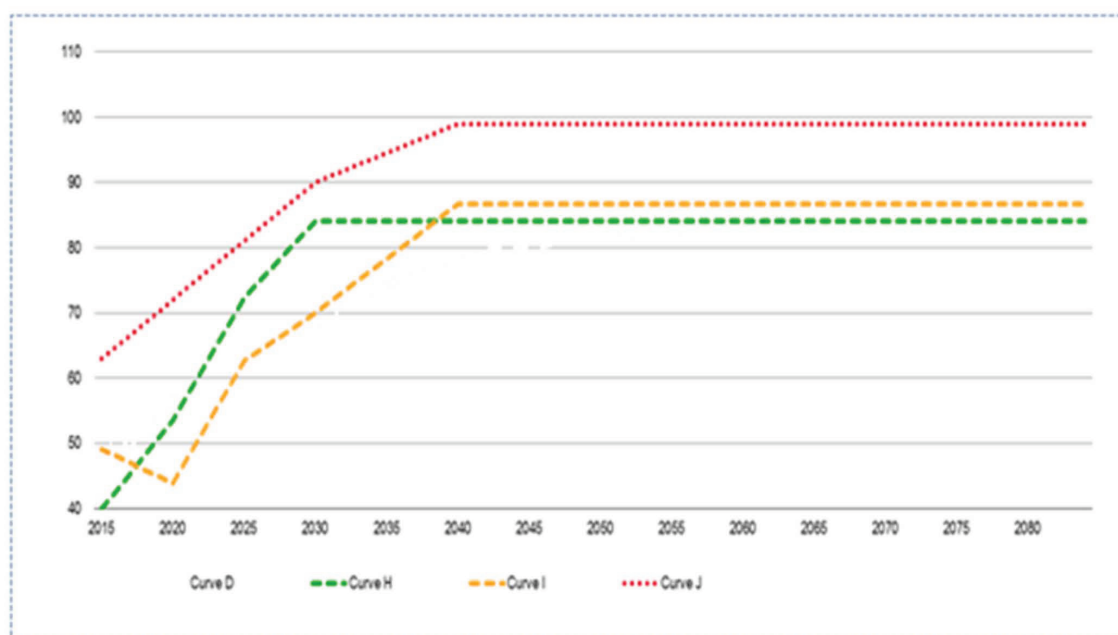
- (220) Dans son appréciation du TRI, la Commission a utilisé le modèle financier soumis par la Hongrie. Plus particulièrement, la Commission a accepté la méthodologie utilisée dans le modèle financier ainsi que les intrants du modèle, à l'exception des prévisions de prix de l'électricité, pour le scénario central considéré. Toutefois, la Commission note ce qui suit:
- a) la valeur du TRI est très sensible aux prévisions choisies en matière de prix pour le calcul. Par exemple, l'application du taux de change EUR/USD de novembre 2014 ⁽⁸⁸⁾ plutôt que le taux de change d'octobre 2015 (le choix du gouvernement hongrois) afin d'obtenir les prévisions de prix de l'accord intergouvernemental en EUR (qui étaient basées sur les données des prévisions de l'IEA WEO 2014) diminue le TRI du projet de plus de 0,8 %. Cela requiert une réévaluation des prévisions de prix qui sous-tendent le calcul du TRI du projet;
 - b) la valeur du TRI est également sensible i) au facteur de charge (ou taux d'utilisation) des unités de la centrale nucléaire, ii) aux divers postes de coûts liés au projet, dont tant les coûts incombant au propriétaire pendant la période de construction que le coût d'exploitation et de gestion ultérieur pendant la période d'exploitation et iii) aux retards potentiels dans la construction. L'incidence des modifications sur ces facteurs doit être soigneusement évaluée, c'est-à-dire au-delà de certains petits écarts examinés par la Hongrie dans le modèle financier, dans une analyse de sensibilité offrant un contrôle de la fiabilité pour les principaux résultats.
- (221) Par conséquent, afin de garantir des résultats d'estimation plus exacts pour le TRI du projet ainsi que pour l'analyse de sensibilité et les contrôles de fiabilité connexes, la Commission a affiné certains des éléments utilisés pour l'estimation du TRI. Plus particulièrement, la Commission a révisé et complété les prévisions en matière de prix soumises par la Hongrie. En outre, avant d'utiliser les valeurs des coûts et du facteur de charge proposées par la Hongrie pour le scénario central du modèle financier, la Commission a également incorporé les informations soumises par les parties intéressées pour améliorer l'exactitude des résultats. Enfin, la Commission a procédé à un contrôle de sensibilité approfondi des résultats, en simulant des modifications dans tous les paramètres pertinents du modèle.
- (222) À l'instar du CMPC, les fourchettes pertinentes du TRI ont été calculées à la fois sur la base des informations disponibles en février 2017 (les données de 2017) et au moment de la décision d'investissement initiale du 9 décembre 2014 (les données de 2014).

Prévisions en matière de prix

- (223) Les points de départ de l'évaluation par la Commission des prévisions de prix sont les courbes de prix présentées dans le graphique 16 de l'étude économique soumise par la Hongrie, conjointement avec les prévisions de prix basées sur l'IEA WEO (2014) utilisées par la Commission dans la décision d'ouverture. Afin de couvrir toute la période d'exploitation escomptée des unités de Paks II, la Commission a élargi ces graphiques pour n'inclure que ceux qui couvraient seulement les périodes allant jusqu'à 2030 et 2040, respectivement, en gardant constants les niveaux des prix prévus, à leurs valeurs de fin (c.-à-d. 2030 et 2040). Ces prévisions en matière de prix sont illustrées dans le graphique Figure 14.

⁽⁸⁸⁾ La date à laquelle les prévisions de prix de l'AIE de 2014 ont été publiées.

Graphique 14

Courbes de prévision des prix de l'électricité à long terme (EUR/MWh) ⁽¹⁾

⁽¹⁾ La courbe D est considérée comme une information confidentielle/un secret d'affaires.
Source: Étude économique et modèle financier (voir le considérant 69).

- (224) La courbe D dans le graphique 14 a été utilisée dans la décision d'ouverture par la Commission afin de calculer le TRI du projet. Par ailleurs, la courbe H représente une prévision d'étude de marché du BMWi (ministère allemand de l'économie) de 2014, la courbe I représente une prévision du scénario de référence du BMWi pour 2014, la courbe J représente les prévisions de prix de l'électricité de l'IEA WEO (2014) avec la conversion des chiffres en USD en chiffres en EUR effectuée avec le même taux de change EUR/USD moyen approximatif pour septembre 2015 de 0,9 ⁽⁸⁹⁾. Les calculs du TRI soumis par la Hongrie étaient principalement fondés sur ces courbes, H, I et J.
- (225) La Commission a réalisé les ajustements suivants des courbes présentées dans le graphique 14. La courbe J a été corrigée sur la base du taux de change EUR/USD moyen, disponible au moment de la publication des prévisions basées sur le dollar USD d'IEA WEO (2014) en novembre 2014. À cette époque, le taux de change EUR/USD moyen au cours des trois mois précédents était de 0,79. La courbe L dans le graphique 15 réalise également cet ajustement ⁽⁹⁰⁾.

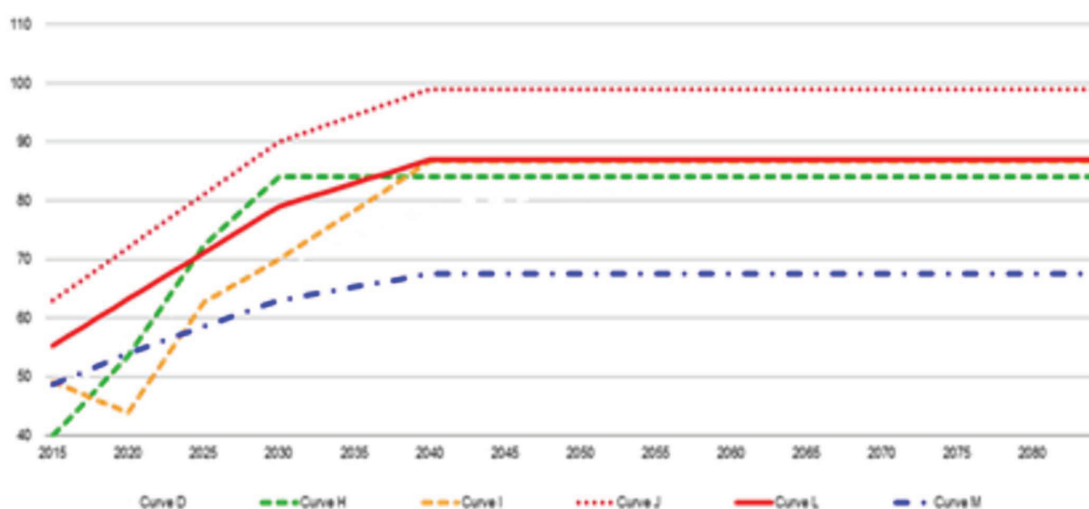
⁽⁸⁹⁾ Aucun détail concernant les taux de change utilisés n'a été fourni par le gouvernement hongrois. La valeur appliquée de 0,9 peut être déduite du modèle financier. Le taux de change mensuel moyen était de 0,89 pour septembre 2015. Cette valeur du taux de change EUR/USD (ainsi que les autres valeurs utilisées dans le présent document) est tirée du site web de la BCE, à l'adresse: http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?sessionId=B13D3D3075AF28A4265A4DF53BE1ABC0?SERIES_KEY=120.EXR.D.USD.EUR.SP00.A&start=01-07-2014&end=15-11-2016&trans=MF&submitOptions.x=46&submitOptions.y=5

⁽⁹⁰⁾ En raison de la grande variation du taux de change EUR/USD, la Commission a choisi un taux de change moyen sur les 3 mois précédant la décision d'investissement initiale du 9 décembre 2014, qui inclut également la publication de l'IEA WEO (2014). Par ailleurs, il est possible d'utiliser des taux de change moyens annuels. Le taux de change moyen annuel précédant décembre 2014 est de 0,75, ce qui donnerait lieu à une valeur de TRI légèrement inférieure, faisant plutôt du choix d'un taux de change moyen sur 3 mois un choix prudent pour la présente analyse.

- (226) En outre, afin d'estimer un TRI exact pour février 2017, la Commission détermine les prévisions de prix incluses dans l'édition 2016 des Perspectives énergétiques mondiales de l'AIE (IEA WEO 2016) publiée le 16 novembre 2016 ⁽⁹¹⁾. Étant donné que les chiffres originaux étaient fournis en USD, la Commission a utilisé le taux de change EUR/USD moyen sur trois mois (mi-août 2016 — mi-novembre 2016) de 0,9 pour cette date de publication afin d'établir les chiffres en EUR ⁽⁹²⁾ ⁽⁹³⁾. La courbe M dans le graphique 15 ci-dessous présente ces prévisions en matière de prix.

Graphique 15

Courbes de prévision des prix de l'électricité à long terme (EUR/MWh) ⁽¹⁾



⁽¹⁾ La courbe D est considérée comme une information confidentielle/un secret d'affaires.

Source: Étude économique et modèle financier (voir considérant 69) et calculs de la Commission.

- (227) Ce graphique appelle deux conclusions principales. Premièrement, en appliquant le taux de change correct pour la conversion des valeurs USD en valeurs EUR, les prévisions de prix pour l'Europe de l'IEA WEO 2014 baissent d'environ 12 % (la courbe L se situe sous la courbe J). Deuxièmement, les prévisions de prix de l'IEA WEO publiées en novembre 2016 sont en moyenne inférieures d'un peu plus de 20 % aux prévisions de prix publiées dans la même publication deux ans plus tôt (courbe L et courbe M). Cela peut être imputé à la chute des prix de l'électricité en 2014 et 2016 et aux ajustements nécessaires des prévisions ⁽⁹⁴⁾. En conséquence, toute évaluation effectuée en ce qui concerne les prévisions de 2016 et tout calcul du TRI connexe devra prendre en compte cette chute dans les prévisions de prix et se concentrer sur la courbe M dans le graphique 15 ⁽⁹⁵⁾.

⁽⁹¹⁾ Voir <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>

⁽⁹²⁾ Voir les chiffres du prix de gros de l'électricité dans le tableau 613, à la page 267 de l'IEA WEO 2016.

⁽⁹³⁾ Ici aussi, le taux de change moyen annuel pertinent est 0,89 en l'espèce: dès lors, le choix d'un taux de change moyen sur trois mois est plus prudent pour la présente analyse.

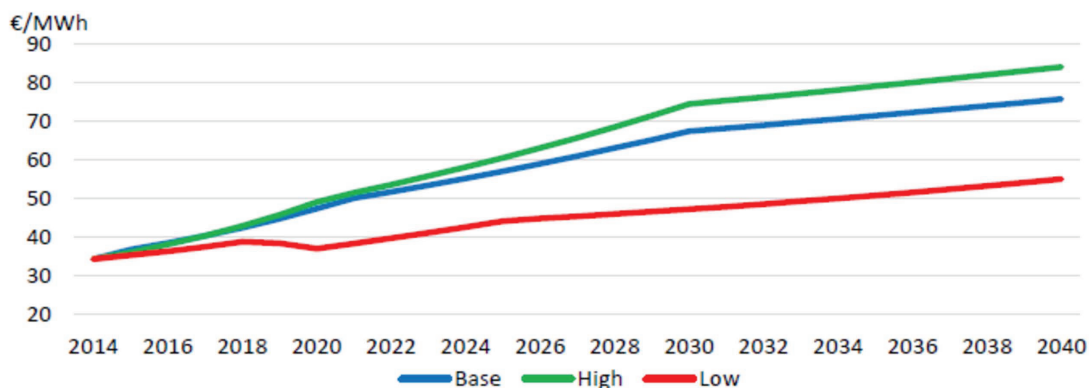
⁽⁹⁴⁾ Un ajustement similaire à la baisse des prévisions des prix de l'électricité entre 2014 et 2015 a également été entrepris par le UK National Grid (réseau national du Royaume-Uni) — voir, par exemple, page 46 de «2014 UK Future Energy Scenarios by the UK National Grid», disponible à l'adresse <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/> et page 36 de «2015 UK Future Energy Scenarios by the UK National Grid», disponible à l'adresse <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/>, indiquant une diminution moyenne de 12 % pour les prévisions de prix de l'électricité sur la période de prévision 2016-2035. Aucune comparaison de ce genre n'a été trouvée pour les données du BMWi.

⁽⁹⁵⁾ Dans son analyse quantitative, la Commission accepte les hypothèses de la Hongrie concernant les prix de l'électricité qui augmentent jusqu'en 2040 et restent constants par la suite. Il s'agit d'un choix prudent. Par ailleurs, il serait possible d'établir des scénarios de prévision des prix en tenant compte de manière plus explicite du déploiement à grande échelle des énergies renouvelables en ce qui concerne les prix de gros de l'électricité, lorsque les bas prix tels que constatés actuellement seraient la norme avec des prix de rareté élevés mais dépendant des conditions météorologiques. Un tel scénario entraînerait de futurs prix proches des prix actuels, impliquant un retour sur investissement plus faible que ceux considérés explicitement dans les sections suivantes.

- (228) En ce qui concerne les prévisions de prix basées sur l'IEA WEO, il convient de noter qu'elles étaient fondées sur l'évaluation du scénario «nouvelles politiques»⁽⁹⁶⁾. Une évaluation globale devrait également inclure les autres scénarios envisagés par l'IEA WEO, tels que le scénario «politiques actuelles» et le scénario «faibles cours du pétrole», comme effectué dans l'étude Candole en ce qui concerne les prévisions de prix de l'IEA WEO 2015⁽⁹⁷⁾. Cela est important car le choix d'une option politique différente donne lieu à des trajectoires de prévisions de prix différentes, comme présenté dans le graphique 12 et reproduit dans le graphique 16 ci-dessous.

Graphique 16

Courbes de prévision des prix de l'électricité à long terme (EUR/MWh)



Source: Candole Partners.

- (229) Les scénarios de base, élevé et bas représentés dans le graphique 16 correspondent au scénario de la nouvelle politique, au scénario des politiques actuelles et au scénario des politiques faibles en pétrole dans l'IEA WEO 2015 (voir également le considérant 128). Il ressort du graphique 16 que le scénario «politiques actuelles» prédit des prix légèrement plus élevés pour l'électricité à l'avenir que le scénario «nouvelles politiques», tandis que le scénario «faibles cours du pétrole» prédit des prix de l'électricité nettement plus faibles à l'avenir que le scénario central «nouvelles politiques» (prévisions faites en 2015). Une analyse de sensibilité globale pour le calcul du TRI du projet pour Paks II doit en tenir compte⁽⁹⁸⁾.
- (230) En outre, pour une interprétation et une évaluation justes des chiffres des prévisions de prix à long terme élaborées par différentes institutions, ces chiffres devraient être liés aux futurs prix des contrats d'électricité signés dans les bourses d'échange d'électricité, même si ces derniers renvoient à des horizons beaucoup plus courts comme illustré dans le graphique 12. Les courbes de prix dans le graphique 13, qui comparent les contrats de prix à terme allemands et hongrois avec les prévisions de prix de l'IEA WEO les plus basses (celle correspondant au scénario «faibles cours du pétrole»), suggèrent que même les prévisions de prix de l'IEA WEO les plus récentes peuvent être trop optimistes étant donné qu'elles peuvent surestimer les futurs prix de l'électricité. Il convient également de tenir compte de ce fait en déterminant le TRI du projet Paks II ainsi que de toute analyse de sensibilité à l'appui.

Facteur de charge, divers postes de coûts et retards

- (231) En raison de leur grande taille, de la complexité des travaux de construction et de leur longue durée d'exploitation, les centrales nucléaires sont exposées à des incertitudes concernant le facteur de charge, le délai de construction et divers postes de coûts, notamment, ce qui a une incidence considérable sur le TRI du projet.

⁽⁹⁶⁾ Voir considérant 128 pour une définition du «New Policy Scenario».

⁽⁹⁷⁾ Voir considérant 128 et note de bas de page n° 53: Le scénario «politiques actuelles» prend uniquement en considération les politiques adoptées quelques mois avant la mise sous presse de la publication. Le scénario 450 dépeint un parcours pour atteindre l'objectif climatique de 2 °C grâce aux technologies qui pourraient être prochainement disponibles à une échelle commerciale. Enfin, le scénario «faibles cours du pétrole» examine les implications de la faiblesse soutenue des prix (résultant des cours du pétrole plus faibles) pour le système énergétique.

⁽⁹⁸⁾ La Commission n'a pas entrepris cette analyse quantitative globale en raison de l'absence de données pertinentes de haute qualité. Néanmoins, il apparaît que la courbe des prix correspondant au scénario «faibles cours du pétrole» donnerait lieu à une valeur du TRI nettement plus faible que la courbe de prix correspondant au scénario «nouvelles politiques».

- (232) La difficulté de l'évaluation de telles incertitudes réside dans le fait que Paks II est une conception de centrale nucléaire de génération III+ et qu'il n'y en a actuellement aucune en exploitation⁽⁹⁹⁾. Par conséquent, toute évaluation comparative est hypothétique. Les différences technologiques entre les centrales nucléaires de génération III et génération III+ sont suffisamment grandes pour affirmer que les incertitudes mentionnées au considérant 231 ne concernent pas Paks II.

Facteur de charge

- (233) Les estimations du TRI du gouvernement hongrois sont fondées sur l'hypothèse d'un facteur de charge moyen de [90-95] % (*) pour Paks II. Ce chiffre est beaucoup plus élevé que le facteur de charge annuel moyen de 72 % pour toutes les centrales nucléaires au monde tel que mis en exergue dans «The World Nuclear Industry — Status Report 2015» (WNISR2015)⁽¹⁰⁰⁾. Par ailleurs, l'IEA WEO 2014, dans ses perspectives pour l'énergie nucléaire, note qu'«[e]ntre 1980 et 2010, le facteur de capacité globale moyen a augmenté, passant de 56 % à 79 %. Il s'agit là du résultat d'une meilleure gestion, qui a significativement réduit les périodes d'arrêt pour une maintenance planifiée et le ravitaillement en combustible. Les réacteurs présentant les meilleures performances atteignent des facteurs de capacité d'environ 95 %. À mesure que les centrales vieillissent, cependant, de tels niveaux élevés peuvent être difficiles à atteindre étant donné que des inspections et un contrôle des composants plus fréquents sont nécessaires»⁽¹⁰¹⁾.
- (234) Il convient de noter que de tels chiffres élevés du niveau de charge peuvent aisément être compromis par des incidents pendant la durée de vie de la centrale. Par exemple, l'incident de 2003 dans l'unité 2 de la centrale nucléaire de Paks a diminué le facteur de charge moyen pour la période 1990-2015 de presque cinq points de pourcentage, de 85,3 % à 80,7 %.
- (235) Un nouveau défi pour les deux nouveaux réacteurs de Paks II dans le maintien d'un facteur de charge supérieur à 90 % est qu'il est envisagé de les exploiter en même temps que certaines des unités de la centrale nucléaire de Paks. L'impact environnemental de l'étroite proximité des deux centrales nucléaires sur le Danube pendant les chaudes journées d'été pourrait nécessiter une diminution de production pour l'une des centrales. Étant donné qu'il est présumé que les deux nouveaux réacteurs de Paks II opéreront constamment avec un facteur de charge élevé, il en résultera une diminution de la production et une diminution des recettes pour la centrale nucléaire de Paks, un coût économique qui doit être pris en compte lors de l'évaluation de la viabilité économique du projet Paks II.

Coûts

- (236) Les coûts sur la durée de vie d'un projet à long terme peuvent s'écarter substantiellement des valeurs à long terme prévues, présentées dans le plan d'exploitation initial d'un projet. Les raisons classiques de cet écart substantiel sont la non-incorporation de tous les postes de coûts pertinents dans le plan d'exploitation ou l'utilisation d'hypothèses et d'estimations de coûts excessivement optimistes.
- (237) En raison de la complexité de ces projets, le coût réel de la construction de centrales nucléaires est souvent beaucoup plus élevé que prévu. Par exemple, les coûts de construction des centrales AREVA EPR de génération III+ en France et en Finlande ont représenté presque le triple des coûts initiaux inclus dans le contrat de construction⁽¹⁰²⁾. Les réacteurs Westinghouse AP1000 en cours de construction en Chine et aux États-Unis connaissent également des dépassements de coûts considérables d'environ 20 % ou davantage et les coûts de la centrale nucléaire AES-2006 de Rosatom en Biélorussie ont presque doublé par rapport aux coûts de construction initiaux⁽¹⁰³⁾.
- (238) Si les contrats clé en main à prix fixe peuvent, en principe, offrir une protection au propriétaire contre l'augmentation des coûts de construction, souvent, ils ne couvrent pas l'intégralité des coûts des nouveaux réacteurs. En conséquence, les coûts incombant au propriétaire, dont le coût de l'obtention des permis nécessaires, le coût de la connexion au réseau, le coût de la gestion des déchets et les coûts de démantèlement et environnementaux ne sont

⁽⁹⁹⁾ Voir section 2.3.

(*) *Le facteur de charge est considéré comme un secret d'affaires et est remplacé par une fourchette plus large de facteur de charge.*

⁽¹⁰⁰⁾ Voir p. 25 du WNISR2015.

⁽¹⁰¹⁾ Voir p. 350 de l'IEA WEO 2014.

⁽¹⁰²⁾ Voir <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville-EPR-timetable-and-costs-revised-0309154.html> et http://www.theecologist.org/News/news_analysis/2859924/finland_cancels_olkiluoto_4_nuclear_reactor_is_the_epr_finished.html

⁽¹⁰³⁾ Voir p. 66 du WNISR2015.

pas fixes et peuvent augmenter. Le fournisseur, quant à lui, peut décider de ne pas absorber de coûts supplémentaires au-delà de certaines limites et peut suggérer que l'augmentation des coûts est due aux modifications demandées par le propriétaire. Un tel litige peut être soumis à un arbitrage et aboutir devant les tribunaux, augmentant donc encore les coûts liés à l'investissement.

- (239) Le plan d'exploitation de la centrale nucléaire Paks II semble également contenir certaines hypothèses de coûts qui pourraient être considérées comme optimistes. Les observations des parties intéressées suggèrent que les chiffres provisoires pourraient être trop optimistes pour les postes suivants:
- le refroidissement de la centrale nucléaire: le modèle financier suppose un système de refroidissement à l'eau douce tel que soutenu par la Hongrie, plutôt qu'un système de tour de refroidissement plus coûteux que le député européen Jávör juge nécessaire; l'étude d'évaluation d'impact environnementale (EEIE) du projet ne présente pas une analyse coûts-avantages quantitative détaillée des deux systèmes. Il pourrait également s'avérer nécessaire d'installer une tour de refroidissement plus coûteuse pendant l'exploitation en parallèle des deux centrales ⁽¹⁰⁴⁾,
 - connexion au réseau: le modèle financier inclut un chiffre total de [43 000-51 000] (*) millions de HUF ou de [124-155] millions (*) d'EUR, qui reste en deçà du chiffre de 1,6 milliard d'EUR communiqué par le député européen Jávör; aucune des parties n'a communiqué d'informations détaillées quant à la façon dont ces chiffres ont été calculés,
 - coût des réserves: le modèle financier n'inclut pas de poste qui pourrait être affecté aux coûts de l'impact de la centrale nucléaire Paks II sur le système électrique hongrois, par exemple des exigences de réserves supplémentaires; des réserves supplémentaires seront requises par la loi en raison de la grande taille des unités individuelles de Paks II, selon le député européen Jávör,
 - coûts de l'assurance: une assurance couvrant des accidents d'envergure que peuvent causer les centrales nucléaires, au-delà des accidents hors-dimensionnement (AHD), pourrait coûter plus que les [15 000-20 000] (*) millions de HUF ou [45-60] (*) millions d'EUR indiqués dans le modèle financier ⁽¹⁰⁵⁾,
 - coûts de maintenance: aucun coût majeur de rénovation pendant la durée de vie de la centrale nucléaire n'est prévu; des coûts de rénovation pourraient être nécessaires en raison du vieillissement prématuré de certains des éléments de la centrale nucléaire ou à cause d'incidents ou d'accidents se produisant pendant la durée de vie de la centrale ⁽¹⁰⁶⁾.
- (240) La Commission note que tout écart motivé par les préoccupations énoncées au considérant 239 par rapport aux chiffres fournis par la Hongrie, tels que présentés dans le plan d'exploitation de Paks II (et le modèle financier) entraînerait une diminution de la valeur du TRI du projet ⁽¹⁰⁷⁾.

Retards potentiels

- (241) La construction des centrales nucléaires est sujette à des retards et cela augmente les délais de construction ⁽¹⁰⁸⁾. Les principales raisons des retards de construction incluent des problèmes de conception, une pénurie de main-d'œuvre qualifiée, la perte d'expertise, des problèmes de chaîne d'approvisionnement, une mauvaise planification et des problèmes de «premier du genre» ⁽¹⁰⁹⁾ ⁽¹¹⁰⁾,

⁽¹⁰⁴⁾ Voir section 6.3 de l'EEIE, disponible à l'adresse suivante: <http://www.mvmpaks2.hu/hu/Dokumentumtarolo/Simplified%20public%20summary.pdf>.

(*) Les chiffres du modèle financier sont considérés comme secret d'affaires et sont remplacés par une fourchette plus large.

⁽¹⁰⁵⁾ Les coûts de ces AHD peuvent facilement dépasser 100 milliards d'EUR et éventuellement atteindre des valeurs de plusieurs centaines, voire milliers, de milliards d'euros (voir p. 20 à 24 de «The true costs of nuclear power» par Wiener Umwelt Anwaltschaft et Österreichische Ökologie Institute, disponible à l'adresse <http://wua-wien.at/images/stories/publikationen/true-costs-nuclear-power.pdf>). Avec un AHD se produisant une fois tous les 25 ans [1986 (Tchernobyl) et 2011 (Fukushima)] et près de 400 centrales nucléaires en exploitation dans le monde, il existe une probabilité de $2 \times (1/400) = 0,5\%$ qu'un AHD se produise sur l'un des deux réacteurs de Paks II au cours des 25 premières années de leur exploitation. Le coût d'une assurance couvrant un tel dommage est généralement beaucoup plus élevé que la valeur escomptée du dommage associé à un tel accident, c.-à-d. que $0,5\% \times 100$ milliards d'EUR = 500 millions d'EUR (en prenant l'estimation la plus prudente pour la valeur du dommage causé par un AHD se produisant réellement).

⁽¹⁰⁶⁾ L'étude Felshmann relève une telle rénovation majeure pour Paks I. Alors que le gouvernement hongrois exclut la nécessité de semblables rénovations pour Paks II, les motifs de cette exclusion ne sont pas clairs.

⁽¹⁰⁷⁾ La Commission n'a pas entrepris d'analyse quantitative détaillée de tout écart de ce genre en raison de l'absence de données pertinentes de haute qualité. En revanche, certaines des informations présentées au considérant 239 ont été utilisées pour motiver l'analyse de sensibilité qui sous-tend la détermination du TRI du projet (voir considérants 245 et 246 dans la section suivante).

⁽¹⁰⁸⁾ Voir p. 33 du WNISR2015.

⁽¹⁰⁹⁾ Voir p. 58-60 du WNISR2015.

⁽¹¹⁰⁾ L'IEA WEO 2014 note également que des conceptions qui constituent une première peuvent prendre beaucoup plus de temps à construire et impliquer des coûts beaucoup plus élevés que des conceptions plus matures en raison du manque d'expérience et d'apprentissage — voir p. 366.

- (242) En ce qui concerne les retards pendant la période de construction, les deux premières centrales de génération III+ qui ont été effectivement construites et mises en service, la centrale Oikiluoto-3 en Finlande (début de construction: 2005) et la centrale nucléaire de Flamanville en France (début de construction: 2007), ont toutes deux connu des retards de plus de cinq ans chacune ⁽¹¹¹⁾. Les deux centrales sont des modèles EPR d'Areva.
- (243) Les quatre projets de génération III+ AES-2006 de Rosatom en Russie, dont la construction a débuté entre 2008 et 2010, ont également connu des retards, comme souligné dans le tableau 3 du considérant 99. Par exemple, la construction de l'une des deux unités V-491 (la conception de Paks II) dans la phase II Leningrad à Saint-Petersbourg (dont la mise en service était prévue, à l'origine, en octobre 2013) a été interrompue lorsqu'une structure de confinement en acier s'est effondrée, le 17 juillet 2011 ⁽¹¹²⁾, et sa mise en service est à présent prévue pour la mi-2017, tandis que l'autre unité qui devait être mise en service en 2016 ne devrait à présent devenir opérationnelle qu'en 2018 ⁽¹¹³⁾. La construction d'une autre unité à Niemen, à Kaliningrad, a été suspendue en 2013 ⁽¹¹⁴⁾.
- (244) Par conséquent, l'histoire récente de la construction des centrales nucléaires de génération III+ semble indiquer que les retards durant la construction ne sont pas rares ⁽¹¹⁵⁾. Il en résulte un impact sur le TRI. Cet impact ne peut être atténué que dans une certaine mesure, en prévoyant des dommages-intérêts dans certaines circonstances.

Calcul du TRI

- (245) La Commission a utilisé le modèle financier soumis par la Hongrie pour calculer les fourchettes pour les valeurs du TRI appropriées pour décembre 2014 et février 2017. En particulier, la Commission
- s'est fondée sur les chiffres des coûts inclus dans le modèle financier par le gouvernement hongrois comme point de départ,
 - a actualisé les courbes de prévision des prix dans le modèle financier selon les indications examinées dans la sous-section relative aux prévisions de prix (voir considérants 223 à 230) — les courbes de prévisions des prix H, I et L ont servi à calculer le TRI pour décembre 2014 et la courbe de prévisions des prix M a servi à calculer le TRI pour février 2017,
 - a élaboré une analyse de sensibilité basée sur Monte Carlo afin d'obtenir des fourchettes pertinentes pour les chiffres du TRI correspondant aux deux moments, à savoir décembre 2014 et février 2017 ⁽¹¹⁶⁾.
- (246) L'analyse de sensibilité basée sur Monte Carlo a servi à estimer les écarts du TRI par rapport à sa valeur centrale, à la suite de petites modifications dans les valeurs des divers intrants du modèle. Les écarts suivants par rapport aux valeurs entrées par la Hongrie ont été supposés:
- de petits écarts symétriques pour la future inflation, le taux de change, les coûts d'exploitation, les coûts de combustible, les investissements de maintenance, les coûts de gestion des déchets et de démantèlement, la courbe des prévisions de la durée de vie et des prix utilisée ⁽¹¹⁷⁾,

⁽¹¹¹⁾ Pour les retards concernant la centrale Oikiluoto-3, voir <http://www.world-nuclear-news.org/C-Oikiluoto-EPR-supplier-revises-compensation-claim-1002164.html>. Pour les retards concernant la centrale de Flamanville, voir <http://www.world-nuclear-news.org/C-Oikiluoto-EPR-supplier-revises-compensation-claim-1002164.html>

⁽¹¹²⁾ Voir p. 64 du WNISR2015.

⁽¹¹³⁾ Voir <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power.aspx>.

⁽¹¹⁴⁾ Voir p. 63 du WNISR2015 ainsi que les articles de presse. <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2013-06-12/russia-freezes-construction-nuclear-power-plant-kaliningrad> et <http://www.bsrrw.org/nuclear-plants/kaliningrad/>

⁽¹¹⁵⁾ En fait, la Hongrie elle-même s'attend à des retards [voir considérant 99].

⁽¹¹⁶⁾ Il s'agit d'une analyse de sensibilité plus fiable que celles incluses par la Hongrie dans le modèle financier (voir considérant 177) étant donné qu'elle examine l'impact sur le CMPC et le TRI des modifications intervenant dans une seule variable sous-jacente. En revanche, l'analyse de Monte Carlo permet de déterminer l'impact des modifications dans la valeur de plus d'une variable sous-jacente.

⁽¹¹⁷⁾ Ces écarts étaient tirés des distributions normales avec la moyenne égale aux valeurs de base indiquées dans le modèle financier et l'écart standard égal aux écarts inclus dans l'analyse de sensibilité du modèle financier — 95 % des valeurs tirées de ces distributions normales se situent à une distance de deux fois l'écart standard choisi de la distribution. Les paires de l'écart standard moyen choisi étaient les suivantes: i) inflation ([0-2] %*; 0,25 %), ii) taux de change (HUF/EUR) [300-310]*; 10 %), iii) sensibilité des prix (chaque courbe individuelle; 2,5 EUR/MWh) et iv) durée de vie de la centrale (60; 5). Pour les divers postes de coûts périodiques, i) coûts d'exploitation, ii) coûts de combustible, iii) investissements de maintenance et iv) coûts de démantèlement et de gestion des déchets, un écart standard de 10 % par rapport à la valeur périodique correspondante a été choisi.

* Dans cette note de bas de page, les méthodes choisies dans le modèle financier sont considérées comme secret d'affaires et sont remplacées par des fourchettes plus larges.

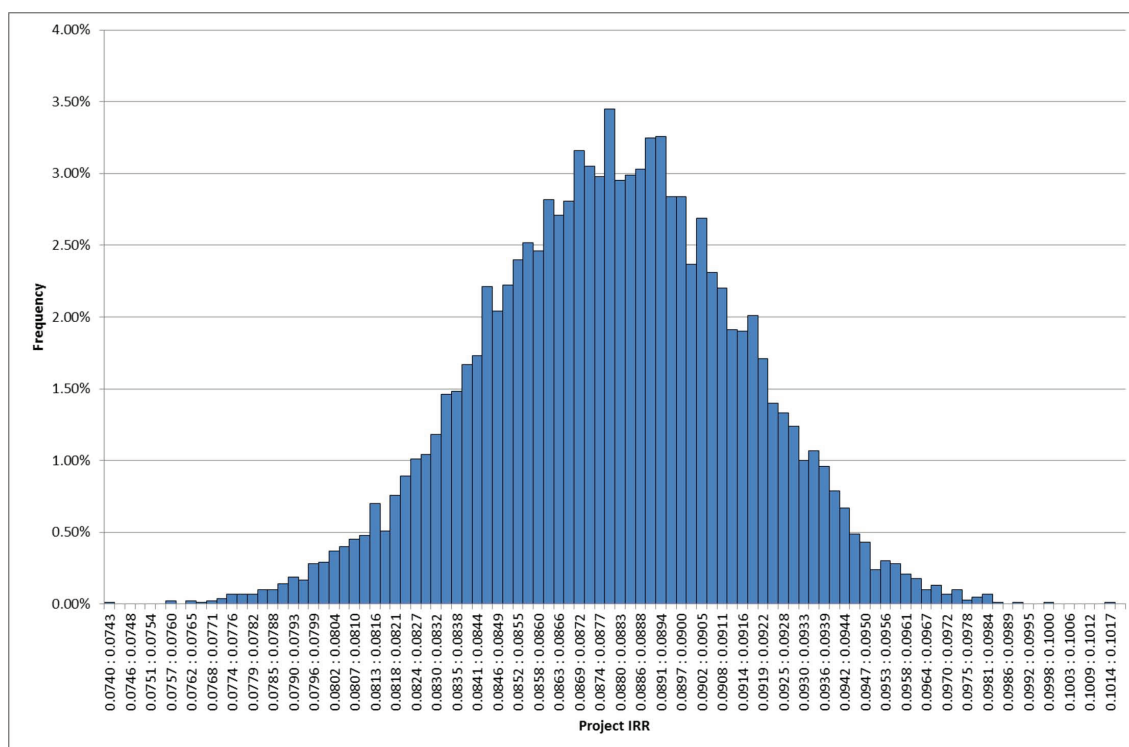
- de petits écarts asymétriques pour les futurs taux d'immobilisation — les écarts négatifs sont limités par une utilisation totale (100 %) de la capacité et sont considérés comme plus petits que les écarts positifs par rapport à la valeur de base de [5-10] % (**) (c.-à-d. utilisation de [90-95] % (**) de la capacité) ⁽¹¹⁸⁾,
- les retards du projet n'ont pas été inclus dans l'analyse de Monte Carlo en raison du traitement incomplet des retards dans le modèle financier (voir considérant 249 ci-dessous).

Les graphiques 17 et 18 ci-dessous montrent les répartitions des valeurs du TRI du projet pour les deux périodes de l'évaluation. Dans chaque cas, le résultat est basé sur 10 000 simulations ⁽¹¹⁹⁾.

- (247) Pour décembre 2014, la distribution du TRI estimé est centrée sur 8,79 %, tandis que 90 % des valeurs de TRI calculées s'inscrivent dans l'intervalle [8,20 %; 9,36 %].

Graphique 17

Valeurs du TRI pour décembre 2014



Source: Calculs de la Commission.

- (248) Pour février 2017, la distribution du TRI estimé est centrée autour de 7,35 %, et 90 % des valeurs de TRI calculées s'inscrivent dans l'intervalle [6,79 %; 7,90 %] ⁽¹²⁰⁾:

(**) La valeur de base et l'utilisation de la capacité sont considérées comme secret d'affaires et sont remplacées par des fourchettes plus larges.

⁽¹¹⁸⁾ Étant donné que le taux d'immobilisation de base est faible à [5-10]*** %, les écarts positifs, c.-à-d. des taux d'immobilisation plus grands, peuvent être potentiellement supérieurs aux écarts négatifs, c.-à-d. des taux d'immobilisation plus petits. Une distribution triangulaire avec des extrémités de 5 % et 12 % (correspondant à des facteurs de charge de 88 % et 95 %) et un pic central à [5-10]*** % (la valeur de base) a été choisie.

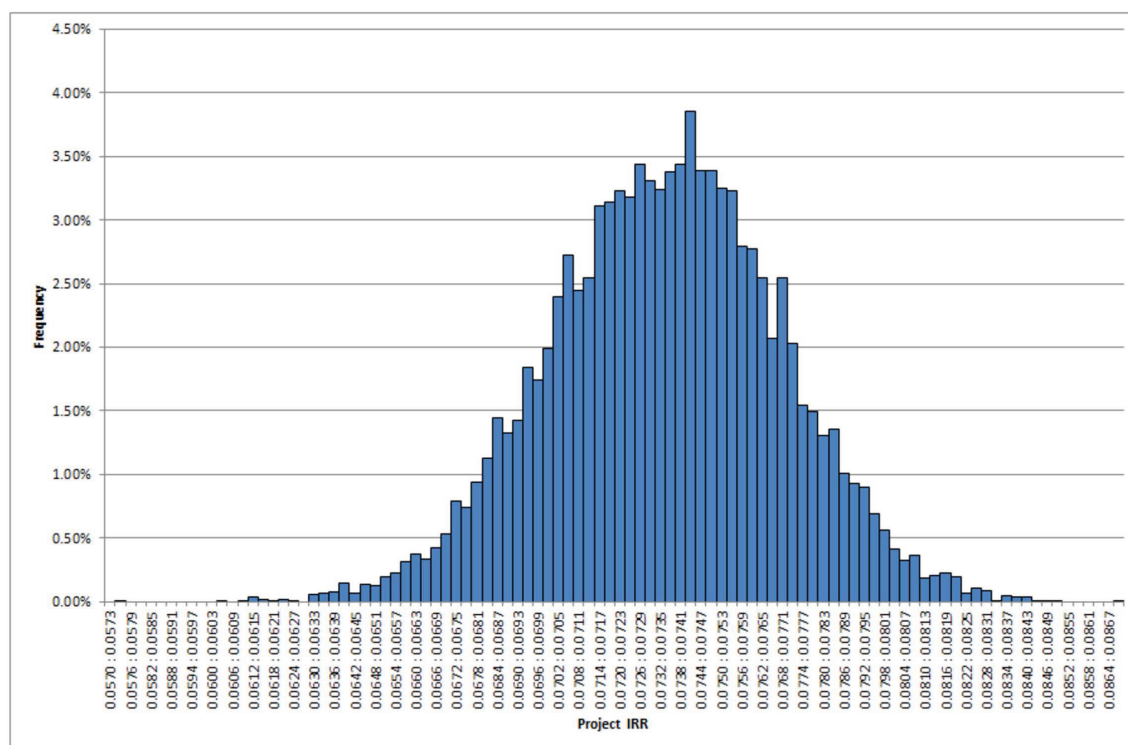
*** Dans cette note de bas de page, la valeur de base est considérée comme secret d'affaires et est remplacée par une fourchette plus large.

⁽¹¹⁹⁾ Il convient de noter qu'aucune corrélation n'a été présumée pendant ces délais entre les diverses variables.

⁽¹²⁰⁾ Pour les deux années, les valeurs du TRI estimées par la Commission sont inférieures à celles soumises par la Hongrie, principalement à cause des prévisions de prix futurs plus faibles et ainsi à cause d'une analyse de sensibilité plus générale (voir considérant 246).

Graphique 18

Valeurs du TRI pour février 2017



Source: Calculs de la Commission.

- (249) Il convient de noter que l'incidence des retards potentiels n'est pas comprise dans les calculs du TRI qui sous-tendent les graphiques 17 et 18. La principale raison en est le traitement incomplet des retards par le modèle financier. Plus particulièrement, le modèle financier permet les types de retard suivants:

- les retards qui s'étaient déjà produits avant le début des travaux de construction (indiqués «pendant la construction» dans le modèle financier),
- les retards qui ont eu lieu après la fin des travaux de construction (indiqués «dépenses en sus du prix contractuel» dans le modèle financier).

- (250) La Commission relève que ces deux scénarios de retards inclus dans le modèle financier sont des scénarios de base et ne peuvent être utilisés pour modéliser correctement la véritable incidence des types de retards les plus courants, par exemple lorsque des retards de différentes durées ont lieu à différents stades de la période de construction ⁽¹²¹⁾.
- (251) Les fourchettes du TRI pour les deux moments pertinents dans l'évaluation sont résumées dans le tableau 12 ci-dessous. Le TRI estimé est plus faible pour février 2017 en raison d'une diminution du prix de l'électricité prévue entre 2014 et 2017. Toutefois, les deux estimations peuvent être considérées comme prudentes étant donné que certains éléments qualitatifs décrits aux considérants 238 et 239 et certaines failles dans les estimations des autorités hongroises ne pouvaient être incorporés quantitativement dans le modèle financier.

⁽¹²¹⁾ En outre, ces retards seraient très probablement associés à des dépassements de coûts. Plus particulièrement, bien que le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction soit clé en main et à prix fixe, des dépassements de coûts peuvent se produire pour deux raisons: i) le prix fixe concerne seulement les coûts incombant au fournisseur mais pas ceux incombant au propriétaire et ii) si le fournisseur conteste que certaines augmentations de coûts relèvent de sa propre responsabilité, un litige juridique éventuel augmentera assurément les coûts du projet.

Tableau 12
Résumé du TRI

(en %)

	Décembre 2014	Février 2017
Fourchette	8,20-9,36	6,79-7,90
Point médian	8,79	7,35

5.1.1.3. Évaluation du LCOE par la Commission

- (252) Par souci d'exhaustivité et afin de refléter toutes les informations soumises par la Hongrie (voir considérants 69 et 81-82), la Commission a également brièvement examiné la viabilité économique de Paks II en utilisant la mesure du LCOE (voir section 3.1.1.3).
- (253) En évaluant le LCOE pour une centrale nucléaire hongroise telle que Paks II, la Commission a utilisé l'étude de l'OCDE/AIE/AEN 2015 (voir considérant 81) comme point de départ. Dans cette étude, le LCOE pour une centrale nucléaire hongroise est estimé à 80,95 EUR/MWh pour un taux d'intérêt de 7 % et à 112,45 EUR/MWh pour un taux d'intérêt de 10 %, compte tenu d'un facteur de charge de 85 % ⁽¹²²⁾. Étant donné que ces chiffres ont été publiés en août 2015, ils ne peuvent être utilisés que pour l'évaluation du LCOE en 2017 mais non en 2014.
- (254) La Commission note qu'en augmentant le facteur de charge à [90-95] % (*), le chiffre du facteur de charge central dans les observations de la Hongrie et les chiffres du LCOE dans le considérant précédent passent respectivement à 74 EUR/MWh et à 103 EUR/MWh ⁽¹²³⁾.
- (255) Sur la base de ce qui précède, la Commission conclut que le LCOE d'une centrale nucléaire hongroise est supérieur à 74 EUR/MWh, montant qui est lui-même supérieur à la prévision de prix de 73 EUR/MWh calculée en 2015 ou la prévision de prix de 68 EUR/MWh calculée en 2016 ⁽¹²⁴⁾.

5.1.1.4. Conclusions sur l'avantage économique

- (256) La Commission utilise les estimations de CMPC et de TRI dérivées dans les sections 5.1.1.1 et 5.1.1.2 pour déterminer si le PIEM est satisfait. Le tableau 13 ci-dessous résume les informations pertinentes pour les deux moments.

Tableau 13
Comparaison du CMPC et du TRI

(en %)

	Décembre 2014	Février 2017
Fourchette du CMPC	9,15-10,36	7,40-8,35

⁽¹²²⁾ Les chiffres des EUR/MWh ont été obtenus en appliquant le taux de change EUR/USD mensuel moyen de 0,9 pour août 2015 (le mois de la publication de l'OCDE/AIE/AEN) pour les chiffres des USD/MWh dans la publication.

(*) Le facteur de charge est considéré comme un secret d'affaires et est remplacé par une fourchette plus large de facteur de charge.

⁽¹²³⁾ On peut obtenir cet ajustement de la valeur du LCOE en multipliant chaque terme du dénominateur de la formule du LCOE: $LCOE = \frac{\text{Somme } t(\text{Coûts } t \times (1 + r) - t)}{\text{Somme } t(\text{MWh}_t \times (1 + r) - t)}$ (voir note de bas de page 32) par 93/85.

⁽¹²⁴⁾ On obtient la prévision de prix de 73 EUR/MWh en multipliant la valeur du prix de gros de l'électricité de 81 EUR/MWh pour 2040 dans le graphique 8.11 à la p. 327 de l'IEA WEO 2015 avec le taux de change EUR/USD mensuel moyen de 0,9 pour septembre-novembre 2015, date de la publication de l'IEA WEO 2015. De même, on obtient la prévision de prix de 68 EUR/MWh en multipliant la valeur du prix de gros de l'électricité de 75 EUR/MWh pour 2040 dans le graphique 6.13 à la p. 267 de l'IEA WEO 2016 avec le taux de change EUR/USD mensuel moyen de 0,9 pour septembre-novembre 2016, date de la publication de l'IEA WEO 2016.

(en %)

	Décembre 2014	Février 2017
Fourchette du TRI	8,20-9,36	6,79-7,90
Point médian du CMPC	9,76	7,88
Valeur centrale du TRI	8,79	7,35
Pourcentage du TRI — cas simulés lorsque le TRI < min(CMPC)	85	55

(257) Le tableau 13 présente les conclusions principales suivantes:

- la valeur centrale du TRI est nettement inférieure au point médian de la fourchette du CMPC (8,79 % contre 9,66 % et 7,35 % contre 7,88 %), au cours des deux périodes,
- la valeur centrale du TRI est même en dessous de la limite inférieure pour la fourchette du CMPC (8,79 % contre 9,15 % et 7,35 % contre 7,40 %), au cours des deux périodes,
- le TRI est inférieur à la fourchette pertinente du CMPC pour une majorité de cas, c'est-à-dire que les valeurs estimées du TRI provenant de la simulation de Monte Carlo sont en dessous de la limite inférieure de la fourchette du CMPC pour une majorité de cas (85 % pour décembre 2014 et 55 % pour février 2017) ⁽¹²⁵⁾ ⁽¹²⁶⁾,

(258) La Commission souligne que ces résultats sont prudents, étant donné que:

- la Commission n'a pas les moyens d'évaluer correctement la possibilité de coûts supplémentaires, en particulier de l'ampleur suggérée par les observations qu'elle a reçues des parties intéressées à la suite de la publication de la décision d'ouverture; les variations des coûts qui ont été incluses dans les simulations de Monte Carlo étaient d'une ampleur bien moindre que celles suggérées dans les observations,
- les prévisions de prix pour les scénarios portant sur des cours du pétrole bas à l'avenir qui sont avancées dans les observations reçues par la Commission n'étaient pas incluses dans l'analyse de sensibilité et aucune correction n'a été effectuée pour prendre en compte l'écart des futurs prix des contrats d'électricité signés dans les bourses d'échange d'électricité par rapport aux prévisions de prix considérées,
- aucune prime de risque n'a été incluse pour les centrales nucléaires excédant les primes de risque standard pour la production d'électricité et les services d'utilité publique,
- pour 2014, aucune estimation du CMPC pour le secteur des «énergies vertes et renouvelables» n'était disponible dans l'analyse comparative du CMPC.

Cela donne à penser que, dans la réalité, la différence potentielle entre les valeurs du TRI et les valeurs du CMPC correspondant à chacun des moments est très probablement encore plus grande.

⁽¹²⁵⁾ Il convient également de prendre en considération le fait que la répartition des valeurs du CMPC n'est très probablement pas uniforme dans la fourchette indiquée. En revanche, il est plus probable qu'il soit centré autour du point médian de l'intervalle, c.-à-d. qu'il adoptera plus vraisemblablement des valeurs proches du point médian de la fourchette et moins vraisemblablement des valeurs plus proches des extrémités de la fourchette, ce qui montre que le chevauchement entre les chiffres du TRI et les chiffres du CMPC est même moindre que ceux suggérés par les chiffres de la dernière rangée du tableau 13.

⁽¹²⁶⁾ Il convient de noter que ce chevauchement n'a été calculé qu'à des fins statistiques. Un investisseur dans une économie de marché comparerait généralement les valeurs centrales (ou fourchettes) des intervalles du CMPC et du TRI. L'explication en est que le chevauchement des deux fourchettes couvre les conditions quelque peu extrêmes où le TRI est élevé tandis que le CMPC est faible. Étant donné que les deux mesures sont liées aux mêmes conditions de marché et à un même projet particulier, à savoir Paks II, elles tendent à évoluer conjointement (c.-à-d. une valeur de TRI élevée coïncide plus probablement avec la réalisation d'une valeur de CMPC élevée dans la fourchette du CMPC), en excluant éventuellement que se présentent simultanément une faible valeur de CMPC et une valeur de TRI élevée.

- (259) En outre, les calculs sous-jacents pour l'estimation du TRI du projet, associés aux valeurs estimées du CMPC, peuvent également être utilisés pour quantifier la valeur actuelle nette (VAN) du total des pertes prévisibles sur toute la durée de vie du projet s'il était financé par un investisseur dans une économie de marché. Plus particulièrement, le projet devrait engendrer des pertes de 600 millions d'EUR dans le cas de référence comportant un CMPC du marché de 7,88 % et un TRI de 7,35 %, les valeurs moyennes pour les données de 2017 ⁽¹²⁷⁾.
- (260) En outre, en dehors de la comparaison CMPC-TRI, la brève analyse du LCOE a également confirmé que les coûts moyens actualisés de l'électricité produite par Paks II ne seraient pas couverts par les prix prévus.
- (261) Sur la base de ces résultats, la Commission conclut que le projet ne générerait pas un rendement suffisant pour couvrir les coûts d'un investisseur privé qui ne pourrait obtenir un financement qu'aux prix du marché. Les données de février 2017 sont certes les plus pertinentes pour mener le test du PIEM, il n'en reste pas moins que les résultats tirés de l'analyse de ces données sont valides même lorsque l'analyse est effectuée en utilisant les données disponibles au moment de la décision d'investissement initiale, en décembre 2014.
- (262) Sur la base de l'évaluation élaborée dans la présente, la Commission conclut qu'un investisseur privé, placé dans les mêmes conditions, n'aurait pas investi dans le projet. Par conséquent, puisque Paks II bénéficie pleinement d'un nouvel actif avec une valeur économique, la Commission conclut que la mesure entraîne un avantage économique pour Paks II.

5.1.2. TRANSFERT DE RESSOURCES D'ÉTAT ET IMPUTABILITÉ DE LA MESURE

- (263) Comme expliqué dans la décision d'ouverture, la Hongrie financerait la construction du projet avec des fonds publics, dont 80 % proviennent d'un prêt de la Fédération de Russie et 20 % des fonds propres de la Hongrie. La Hongrie financerait directement tous les investissements qui sont nécessaires pour la mise en service, la conception et la construction des unités nucléaires 5 et 6, comme indiqué dans l'accord intergouvernemental de financement. Par conséquent, la Commission conclut que la mesure entraînerait un transfert de ressources par l'État hongrois.
- (264) La Commission rappelle également que la mesure est imputable à l'État hongrois étant donné que la Hongrie a pris la décision d'investir dans le projet et qu'elle décidera du versement des fonds nécessaires pour le paiement du prix d'achat du contrat d'ingénierie, d'achat et de construction et du financement sous forme de capital des deux nouveaux réacteurs de Paks II.

5.1.3. SÉLECTIVITÉ

- (265) Une mesure est jugée sélective dès lors qu'elle favorise uniquement certaines entreprises ou certaines productions. La Commission rappelle que la mesure est sélective parce qu'elle ne concerne qu'une entreprise dans la mesure où la Hongrie a désigné Paks II conformément à la résolution gouvernementale 1429/2014 (VII. 31.), étant donné que l'organisation hongroise habilitée sera le propriétaire et l'exploitant des nouvelles unités de production nucléaires. Par conséquent, l'avantage est considéré comme sélectif.

5.1.4. INCIDENCE SUR LES ÉCHANGES COMMERCIAUX ET DISTORSION DE LA CONCURRENCE

- (266) Comme l'a souligné la Commission dans la décision d'ouverture, le marché de l'électricité a été libéralisé dans l'Union et les producteurs d'électricité participent aux échanges entre États membres. En outre, l'infrastructure électrique hongroise est relativement solide, contenant des interconnexions robustes (égales à 30 % de la capacité nationale installée) avec ses États membres voisins. Bien que la Hongrie soit un importateur net, le graphique 5 au considérant 49 montre qu'elle exporte également de l'électricité non seulement vers le marché couplé tchèque-slovaque-hongrois-roumain du jour pour le lendemain (opérationnel depuis 2014) mais aussi vers l'Autriche et la Croatie.
- (267) La mesure notifiée permettrait le développement d'une capacité importante qui, autrement, aurait pu être soumise à un investissement privé de la part d'autres opérateurs du marché utilisant des technologies alternatives, provenant soit de la Hongrie, soit d'autres États membres. En outre, étant donné que l'électricité est commercialisée par-delà les frontières, tout avantage sélectif est susceptible d'affecter les échanges au sein de l'Union.

⁽¹²⁷⁾ Ces estimations de la VAN sont prudentes car elles ne tiennent pas compte de l'incidence de certains types de retards (voir considérants 99, 246, et 0) ni des facteurs énumérés aux considérants 239 et 258 qui pourraient substantiellement augmenter les coûts ou diminuer les futures recettes et, partant, elles pourraient sous-estimer de manière substantielle les pertes éventuelles. Tout écart concernant ces facteurs augmenterait encore les pertes nettes du projet.

- (268) Par conséquent, la Commission rappelle que la mesure menace de fausser la concurrence.

5.1.5. CONCLUSION SUR L'EXISTENCE D'UNE AIDE D'ÉTAT

- (269) Étant donné que la Commission conclut que la mesure entraîne un avantage économique pour Paks II et que tous les autres éléments concourant à établir l'existence d'une aide d'État sont présents, la Commission conclut que, dans ce projet, l'État hongrois accorde à Paks II une aide qui constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE.

5.2. LÉGALITÉ DE L'AIDE

- (270) Comme cela est établi dans la décision d'ouverture (considérant 116), la Commission maintient son affirmation selon laquelle, bien qu'une série d'accords aient déjà été signés et que la décision d'investissement initiale ait déjà été prise, la décision d'investissement finale par laquelle Paks II commande de manière irrévocable les travaux de construction des deux nouveaux réacteurs doit encore être prise et aucun paiement n'a encore été effectué à ce jour dans le cadre du contrat d'ingénierie, d'achat et de construction. Par conséquent, en notifiant la mesure avant sa mise en œuvre, la Hongrie a satisfait à son obligation de suspension conformément à l'article 108, paragraphe 3, TFUE.

5.3. COMPATIBILITÉ

- (271) Étant donné qu'il a été constaté que la mesure comporte une aide d'État, la Commission a également examiné si la mesure pouvait être considérée comme compatible avec le marché intérieur.
- (272) La Commission note que, de l'avis de la Hongrie, la mesure ne constitue pas une aide d'État; néanmoins, ce pays a soumis des arguments concernant la compatibilité de la mesure avec le marché intérieur en réponse à la décision d'ouverture et aux observations de tierces parties reçues par la Commission à la suite de la publication de la décision d'ouverture (voir section 3.2).

5.3.1. BASE JURIDIQUE DE L'APPRÉCIATION

- (273) Comme expliqué à la section 3.3.1 de la décision d'ouverture, la Commission peut déclarer une mesure compatible directement sur la base de l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE si la mesure contribue à la réalisation d'un objectif commun, est nécessaire et proportionnée pour la réalisation de cet objectif et n'altère pas les conditions des échanges au point d'être contraire à l'intérêt commun.
- (274) La mesure doit satisfaire aux conditions suivantes: i) elle vise à faciliter le développement d'activités économiques ou de régions économiques conformément au point c) de l'article 107, paragraphe 3, TFUE; ii) elle a pour objectif d'apporter une amélioration significative que le marché est incapable d'apporter à lui seul (par exemple en corrigeant une défaillance du marché); iii) la mesure d'aide proposée constitue un instrument d'intervention approprié pour atteindre l'objectif d'intérêt commun; iv) elle a un effet incitatif; v) elle est proportionnelle aux besoins en fonction desquels elle est déployée; et vi) elle ne fausse pas indûment la concurrence et les échanges entre États membres.
- (275) Dans leur réponse à la décision d'ouverture, les autorités hongroises ont fait valoir que les règles en matière d'aides d'État, et en particulier l'interdiction générale d'accorder une aide d'État, ne s'appliquent pas aux mesures qui relèvent du traité Euratom.
- (276) La Commission reconnaît que l'investissement en cause est une activité industrielle entrant dans le champ d'application du traité Euratom (voir son annexe II); cependant, ce fait même ne rend pas les articles 107 et 108 TFUE inapplicables lors de l'évaluation de la méthode de financement de cette activité.
- (277) De fait, si l'article 2, point c), du traité Euratom crée une obligation pour l'Union de faciliter les investissements dans le domaine de l'énergie nucléaire et si l'article 40 du traité Euratom oblige l'Union à publier des programmes indicatifs afin de faciliter le développement des investissements, le traité Euratom ne prévoit pas de mesures spécifiques pour contrôler le financement, par un État membre, de ces investissements. Conformément à l'article 106 bis, paragraphe 3, du traité Euratom, les dispositions du TFUE ne peuvent déroger aux dispositions du traité Euratom.
- (278) De fait, les articles 107 et 108 TFUE ne dérogent à aucune des dispositions du traité Euratom, étant donné qu'aucune règle différente en matière de contrôle des aides d'État n'est prévue dans le traité Euratom et que le contrôle des aides d'État réalisé par la Commission conformément aux articles 107 et 108 TFUE n'empêche pas la réalisation de l'objectif de promotion des nouveaux investissements nucléaires consacré par le traité Euratom.

5.3.2. CONFORMITÉ À DES DISPOSITIONS DU DROIT DE L'UNION AUTRES QUE LES RÈGLES EN MATIÈRE D'AIDES D'ÉTAT

- (279) De nombreuses parties intéressées ont soulevé des observations concernant la conformité de la mesure en vertu des directives 2014/24/UE et 2014/25/UE (en particulier la directive 2014/25/UE en raison des règles spécifiques au secteur) et de l'article 8 de la directive 2009/72/CE (la directive relative à l'électricité); aussi la Commission a-t-elle évalué dans quelle mesure une (éventuelle) incompatibilité avec les dispositions des directives 2014/24/UE et 2014/25/UE et de l'article 8 de la directive 2009/72/CE concernant l'attribution directe à une entreprise pour la construction des deux nouveaux réacteurs de Paks II pourrait avoir une incidence sur l'évaluation des aides d'État conformément à l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE.
- (280) Selon une jurisprudence constante, «[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 effet, une obligation de la Commission de prendre position de manière définitive, quel que soit le lien entre la modalité d'aide et l'objet de l'aide en cause, dans le cadre d'une procédure en matière d'aides, sur l'existence ou l'absence d'une violation des dispositions du droit de l'Union distinctes de celles relevant des articles 107 TFUE et 108 TFUE [...] se heurterait, d'une part, aux règles et aux garanties procédurales — en partie très divergentes et impliquant des conséquences juridiques distinctes — qui sont propres aux procédures spécialement prévues pour le contrôle de l'application de ces dispositions et, d'autre part, au principe d'autonomie des procédures administratives et des voies de recours. [...] Ainsi, si la modalité d'aide en cause est indissociablement liée à l'objet de l'aide, sa conformité aux dispositions autres que celles relatives aux aides d'État sera appréciée par la Commission dans le cadre de la procédure prévue par l'article 108 TFUE et cette appréciation pourra aboutir à une déclaration d'incompatibilité de l'aide concernée avec le marché intérieur. 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» ⁽¹²⁸⁾.
- (281) À la lumière des considérations qui précèdent et concernant la mesure notifiée, son évaluation en matière de compatibilité pourrait être affectée par un éventuel non-respect de la directive 2014/25/UE si elle produisait une distorsion supplémentaire de la concurrence et des échanges sur le marché de l'électricité (marché sur lequel le bénéficiaire de l'aide — Paks II — sera actif).
- (282) Sur ce point, la Commission relève que la directive 2014/25/UE est pertinente en ce qui concerne l'attribution directe de travaux de construction pour les deux nouveaux réacteurs à une entreprise spécifique. En l'espèce, si JSC NIAEP, une entreprise opérant dans le secteur de la construction nucléaire, s'est vu directement octroyer les travaux de construction des deux réacteurs par l'accord intergouvernemental, JSC NIAEP n'est pas le bénéficiaire de l'aide. De fait, le bénéficiaire de l'aide est Paks II, un participant du marché de l'électricité, qui possèdera et exploitera les deux nouveaux réacteurs nucléaires. Comme mentionné dans la décision d'ouverture, JSC NIAEP n'est pas considéré comme un bénéficiaire potentiel de la mesure en cause.
- (283) Ainsi, un non-respect éventuel des règles relatives aux marchés publics en l'espèce pourrait produire des effets de distorsion sur le marché des travaux de construction nucléaire. Toutefois, l'objet de l'aide à l'investissement en faveur de Paks II est de lui permettre de produire de l'électricité sans supporter les coûts d'investissement pour la construction d'installations nucléaires. Dès lors, en ce qui concerne l'attribution directe des travaux de construction à JSC NIAEP, aucun effet de distorsion supplémentaire sur la concurrence et les échanges sur le marché de l'électricité n'a été établi, qui serait dû au non-respect de la directive 2014/25/UE.
- (284) Par conséquent, en l'absence d'un «lien indissoluble» entre la violation éventuelle de la directive 2014/25/UE et l'objet de l'aide, l'évaluation de la compatibilité de l'aide ne saurait être affectée par cette violation éventuelle.
- (285) En tout état de cause, le respect, par la Hongrie, de la directive 2014/25/UE a été évalué dans le cadre d'une procédure distincte par la Commission, dans laquelle la conclusion préliminaire posée à partir des informations disponibles est que les procédures établies par la directive 2014/25/UE seraient inapplicables à l'attribution des travaux de construction de deux réacteurs sur la base de son article 50, point c).

⁽¹²⁸⁾ Arrêt de la CJUE, Monoclasse Erasmus/Commission européenne, T-57/11, EU:T:2014:1021, points 181 à 184.

- (286) En ce qui concerne la violation éventuelle de l'article 8 de la directive 2009/72/CE, la Commission considère que l'exigence relative à l'application d'une procédure d'appel d'offres ou de toute procédure équivalente en termes de transparence et de non-discrimination pour la fourniture d'une nouvelle capacité n'est pas absolue. De fait, la première phrase de l'article 8, paragraphe 1, exige des États membres qu'ils prévoient, en droit interne, la possibilité de recourir à la procédure d'appel d'offres pour de nouvelles capacités. La Hongrie a satisfait à cette exigence en la transposant dans sa loi sur l'électricité⁽¹²⁹⁾. En outre, conformément à la seconde phrase de l'article 8, paragraphe 1, une procédure d'appel d'offres ne doit pas être exigée si, sur la base de la procédure d'autorisation visée à l'article 7 de la directive 2009/72/CE, la capacité de production à construire est suffisante pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Tel est le cas en l'espèce: le projet a précisément été autorisé (suivant la procédure d'autorisation décrite à l'article 7) pour couvrir, entre autres, la pénurie dans la future capacité totale installée qui est envisagée et la Commission ne dispose pas d'éléments démontrant que la capacité installée serait insuffisante. Dès lors, l'exigence relative à la procédure d'appel d'offres ou à une procédure équivalente conformément à l'article 8 de la directive 2009/72/CE ne semble pas s'appliquer au projet en l'espèce. À la lumière des considérations qui précèdent, la Commission ne dispose pas d'éléments suffisants pour faire valoir l'applicabilité éventuelle de l'article 8 de la directive 2009/72/CE.
- (287) Par conséquent, la Commission considère que l'évaluation de la mesure notifiée conformément aux règles en matière d'aides d'État n'est pas affectée par la conformité aux autres dispositions du droit de l'Union.

5.3.3. OBJECTIF D'INTÉRÊT COMMUN

- (288) Comme expliqué à la section 3.3.2 de la décision d'ouverture, la mesure doit viser la réalisation d'un objectif d'intérêt commun bien défini. Lorsqu'un objectif a été reconnu comme étant dans l'intérêt commun des États membres, il s'ensuit qu'il s'agit d'un objectif d'intérêt commun.
- (289) La Commission a relevé que la mesure implique un soutien spécifique pour la technologie nucléaire. À cet égard, la Commission a noté que l'article 2, point c), du traité Euratom dispose que l'Union doit «faciliter les investissements et assurer, notamment en encourageant les initiatives des entreprises, la réalisation des installations fondamentales nécessaires au développement de l'énergie nucléaire dans la Communauté».
- (290) La Commission a estimé que l'aide à l'investissement en faveur de Paks II envisagée par la Hongrie et visant à promouvoir l'énergie nucléaire pouvait, dès lors, être considérée comme poursuivant l'objectif d'intérêt commun en favorisant de nouveaux investissements nucléaires.
- (291) Plusieurs parties intéressées ont soumis des observations avançant que les investissements dans l'énergie nucléaire par la Hongrie en vertu du traité Euratom ne peuvent être considérés comme un objectif d'intérêt commun.
- (292) La Commission, cependant, constate que les dispositions du traité Euratom ont été expressément confirmées par le traité de Lisbonne et, dès lors, le traité Euratom ne peut être considéré comme un traité obsolète ou archaïque, sans applicabilité. Les parties au traité de Lisbonne ont estimé nécessaire que les dispositions du traité Euratom continuent de produire pleinement leurs effets juridiques⁽¹³⁰⁾. Le préambule du traité Euratom reconnaît que les conditions de développement d'une puissante industrie nucléaire doivent être créées. Ainsi qu'il est reconnu dans de précédentes décisions de la Commission⁽¹³¹⁾, la Commission conclut que la promotion de l'énergie nucléaire est un objectif clé du traité Euratom et, partant, de l'Union. Comme l'indique le préambule du traité Euratom, la Commission est une institution de la Communauté Euratom et est tenue de créer les «conditions de développement d'une puissante industrie nucléaire, source de vastes disponibilités d'énergie». Cette obligation doit être prise en compte dans l'exercice de son pouvoir d'appréciation dans le cadre de l'autorisation de l'aide d'État conformément à l'article 107, paragraphe 3, point c), et l'article 108, paragraphe 2, TFUE.
- (293) Par ailleurs, bien que le développement de l'énergie nucléaire ne soit pas obligatoire pour les États membres et que certains États membres aient décidé de ne pas construire ni développer de centrales nucléaires, la promotion des investissements nucléaires peut être considérée comme un objectif d'intérêt commun aux fins du contrôle des aides d'État. De fait, de nombreux objectifs acceptables et reconnus en vertu des règles en matière d'aides d'État et dans la pratique, tels que le développement régional, ne sont pertinents que pour un ou quelques États membres.

⁽¹²⁹⁾ Voir point 8 de la loi LXXXVI de 2007 concernant la loi sur l'électricité.

⁽¹³⁰⁾ Protocole n° 2 du traité de Lisbonne.

⁽¹³¹⁾ Voir la décision 2005/407/CE de la Commission du 22 septembre 2004 relative à l'aide d'État que le Royaume-Uni envisage d'instituer en faveur de British Energy plc (JO L 142 du 6.6.2005, p. 26) et la 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 (JO L 109 du 28.4.2015, p. 44).

- (294) La Commission conclut dès lors que la mesure envisagée par les autorités hongroises poursuit l'objectif de la promotion de nouveaux investissements nucléaires, tel que consacré par le traité Euratom.
- (295) À la suite de la décision d'ouverture, les autorités hongroises ont soumis des informations actualisées provenant d'études de GRT qui tiennent compte des importations et de l'évolution de la demande. Conformément à l'étude publiée par MAVIR, visée au considérant 50, le marché hongrois nécessite au moins 5,3 GW de nouvelle capacité de production d'électricité supplémentaire d'ici 2026 et un peu plus de 7 GW d'ici la fin de la période considérée, en 2031. La Commission conclut dès lors que la mesure visant à promouvoir l'énergie nucléaire poursuit un objectif d'intérêt commun consacré dans le traité Euratom, tout en contribuant également à la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

5.3.4. NÉCESSITÉ DE L'AIDE ET DÉFAILLANCE DU MARCHÉ

- (296) La Commission a reconnu dans la décision d'ouverture que l'énergie nucléaire se caractérise par des coûts irrécupérables extrêmement élevés et de très longues périodes pendant lesquelles ces coûts doivent être amortis. Cela laisse à penser que des investisseurs envisageant d'entrer dans le secteur de la production d'énergie nucléaire se trouveront exposés à des niveaux considérables de risques financiers.
- (297) La Commission a sollicité des informations concernant d'éventuels nouveaux investissements nucléaires (sans soutien public), les calendriers (étant donné les spécificités du marché hongrois de l'électricité), leur développement escompté, ainsi qu'une modélisation du marché à cet égard afin de déterminer s'il existait des défaillances du marché susceptibles d'affecter de nouveaux investissements dans des projets nucléaires en Hongrie, et a cherché à savoir quels seraient ces projets.
- (298) Comme exposé au considérant 129 de la décision d'ouverture, afin de déterminer si une aide d'État est nécessaire, la Commission doit préciser si la mesure cible une situation dans laquelle l'aide peut apporter une amélioration significative que le marché est incapable de produire lui-même, par exemple en corrigeant une défaillance bien définie du marché.
- (299) L'existence d'une défaillance du marché fait partie de l'évaluation visant à déterminer si une aide d'État est nécessaire pour atteindre l'objectif d'intérêt commun poursuivi. En l'espèce, la Hongrie poursuit la promotion de 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. Par conséquent, la Commission doit évaluer si l'aide d'État est nécessaire pour réaliser l'objectif de promotion de nouveaux investissements nucléaires.
- (300) À cet égard, la Commission rappelle les observations des parties intéressées en ce qui concerne la nécessité pour la Commission d'évaluer si les investissements dans la production d'électricité en général se caractérisent par une défaillance du marché. Certaines parties intéressées relèvent qu'il n'existe pas de défaillance du marché pour ces investissements et que le faible prix global actuel de l'électricité serait simplement une réponse au fonctionnement normal du marché. D'autres parties intéressées avancent l'argument selon lequel la Commission devrait définir le marché en cause sur lequel l'existence d'une défaillance du marché est évaluée comme étant le marché intérieur libéralisé de l'électricité. En outre, s'il existait une défaillance sur ce marché en cause, ce n'est pas une centrale nucléaire qui permettrait d'y répondre au mieux.
- (301) Toutefois, dans son évaluation de la nécessité de l'aide, la Commission examine si l'objectif d'intérêt commun pourrait être réalisé sans intervention de l'État ou si une défaillance du marché empêche cela. Lorsqu'elle apprécie la nécessité de l'aide, il n'est pas nécessaire pour la Commission de définir d'abord un marché en cause. Pour établir s'il existe une défaillance du marché, la Commission doit d'abord déterminer quel objectif d'intérêt commun l'État membre poursuit. L'objectif d'intérêt commun de cette mesure ne concerne pas le marché intérieur de l'électricité en général ni des investissements dans la production d'électricité en général; il concerne plutôt la promotion de nouveaux investissements nucléaires, tels que consacrés dans le traité Euratom, qui, bien sûr, font indéniablement partie du marché de l'électricité et contribueront à résoudre la future pénurie de la Hongrie dans sa capacité globale installée. Deuxièmement, la Commission doit examiner si le libre jeu de l'offre et de la demande sur le marché de l'électricité garantit que cet objectif de nouvelles implantations nucléaires peut être atteint sans l'intervention de l'État. La définition d'un marché particulier n'est pas nécessaire à cet égard.

- (302) La Commission a dès lors examiné s'il existait une défaillance du marché en ce qui concerne l'objectif de promotion de nouveaux investissements nucléaires en Hongrie et s'il s'agissait d'une caractéristique générale du marché hongrois ou d'une caractéristique spécifique liée à la seule énergie nucléaire.
- (303) À la section 5.1.1.4 de la présente décision, la Commission a conclu que le projet ne générerait pas de rendement suffisant pour couvrir les coûts d'un investisseur privé qui ne pourrait obtenir de financement qu'aux prix du marché, étant donné que le TRI escompté de l'investissement est inférieur à un CMPC de référence basé sur le marché pour le projet et qu'un investisseur privé avisé n'investirait dès lors pas dans ces conditions sans une aide publique supplémentaire.
- (304) Eu égard aux investissements dans l'énergie nucléaire, la Hongrie reconnaît que cette technologie se caractérise par des coûts d'investissement de départ extrêmement élevés et par de très longs délais d'attente avant que les investisseurs ne soient rémunérés.
- (305) La décision d'ouverture contenait déjà une description du marché hongrois de l'électricité et la justification de la décision de la Hongrie de poursuivre un nouveau projet de centrale nucléaire, étant donné, en particulier, le prochain retrait, selon les estimations, des centrales existantes. Comme exposé au considérant 14 de la décision d'ouverture, l'étude de faisabilité élaborée par le groupe MVM et examinant la mise en œuvre et le financement d'une nouvelle centrale nucléaire était fondée sur l'hypothèse qu'en Hongrie, 6 000 MW sur les 8 000 à 9 000 MW de capacité installée brute allaient disparaître d'ici 2025 en raison de la fermeture des centrales obsolètes.
- (306) Comme exposé aux considérants 15 et 45 de la décision d'ouverture, le GRT hongrois, MAVIR, prévoyait une pénurie importante à l'avenir en Hongrie dans la future capacité globale installée⁽¹³²⁾. Conformément aux dernières informations disponibles, telles que mentionnées au considérant 50 de la présente décision, les nouvelles estimations indiquent la nécessité d'une capacité globale de plus de 7 GW d'ici 2031. Selon les autorités hongroises, la production locale actuelle d'électricité permettra de moins en moins de satisfaire à la demande d'énergie croissante et, dès lors, la Hongrie sera inévitablement confrontée à un écart entre la demande et l'offre d'électricité et à une dépendance croissante à l'égard des importations d'électricité ainsi qu'à une augmentation des prix de l'électricité pour les consommateurs finaux si aucun nouvel investissement dans des installations de production d'électricité n'est réalisé. Le projet Paks II de 2,4 GW contribuera à satisfaire à cette exigence.
- (307) Les autorités hongroises avaient ensuite attiré l'attention sur une conclusion de MAVIR selon laquelle, malgré l'importante pénurie de capacité décelée, assez peu de nouvelles capacités sont créées en Hongrie, comme exposé au considérant 46 de la décision d'ouverture et dans le tableau 2 du considérant 51 de la présente décision. La Commission s'interroge dès lors sur la question de savoir si toute défaillance du marché applicable aux nouveaux investissements nucléaires en Hongrie est spécifique à de tels types d'investissement.
- (308) La Commission note que les nouveaux investissements nucléaires en Europe se caractérisent par des incertitudes et que, dans certains cas, des mesures de soutien de l'État pourraient être prévues. Elle a examiné les informations communiquées par la Hongrie en ce qui concerne de nouveaux projets nucléaires en Finlande, en France et en Slovaquie, lesquels étaient présentés comme financés sur une base de marché. La Hongrie avance que le financement de marché pour ces projets exclurait l'existence d'une défaillance du marché pour les projets nucléaires (du moins pour certains États membres). La Commission note, cependant, qu'en Slovaquie, en France et dans le cas d'Olkiluoto 3 en Finlande, les décisions d'investir en faveur des projets ont été prises avant la crise économique de 2008 et avant la catastrophe de Fukushima, deux événements qui pourraient avoir affecté de manière significative les paramètres de l'investissement. En outre, les investissements en Finlande sont basés sur le modèle commercial Mankala⁽¹³³⁾, selon lequel les investisseurs finlandais obtiennent toute la production d'électricité au coût de revient. Le modèle Mankala donne la possibilité, pour les nombreux actionnaires qui font partie de la coopérative d'investissement, de partager les risques encourus au lieu d'avoir un ou quelques grands actionnaires qui assument l'intégralité du risque de la poursuite d'un projet de construction d'une centrale nucléaire.
- (309) La Hongrie a fait valoir que Paks II devrait être comparé au projet Hanhikivi-1 en Finlande, un projet que Fennovoima doit construire. La Commission relève que le projet Hanhikivi-1, outre le fait qu'il a un modèle commercial Mankala, a également un actionnariat dans lequel 34 % des parts sont détenues par le constructeur de la centrale, Rosatom. La Commission n'est pas en mesure de comparer deux projets qui semblent présenter un profil de

⁽¹³²⁾ A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (développement à moyen et long terme des actifs de production du réseau électrique hongrois): https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1selemz%C3%A9s_2016.pdf/462e9f51-cd6b-45be-b673-6f6afea6f84a (Mavir, 2016).

⁽¹³³⁾ Mankala est un modèle commercial largement utilisé dans le secteur finlandais de l'électricité, en vertu duquel une société à responsabilité limitée est dirigée comme une coopérative ne réalisant aucun bénéfice au profit de ses actionnaires. Disponible à l'adresse suivante: <http://www.ben.ee/public/Tuumakonverentsi%20ettekanded%202009/Peter%20S.%20Treialt%20-%20Mankala%20principles.pdf>, consulté le 26 octobre 2015.

risque différent, du moins en termes d'actionnariat. La Hongrie, en tant qu'investisseur, assumerait seule le risque du projet Paks II, tandis que les investisseurs Mankala partageront la charge. De plus, le constructeur de la centrale, en tant qu'actionnaire direct dans le projet Hanhikivi-1, pourrait se comporter différemment dans le projet Paks II, où sa responsabilité est engagée uniquement par le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction, non en tant qu'investisseur ou actionnaire.

- (310) Par conséquent, les projets nucléaires qui sont déjà en cours de construction ne sembleraient pas représenter des points de référence fiables pour évaluer s'il existe des défaillances du marché dans les nouveaux investissements nucléaires.
- (311) En outre, la Hongrie a communiqué des informations concernant des plans dans d'autres États membres pour développer de nouvelles centrales nucléaires: Lituanie, Roumanie, Bulgarie et République tchèque. Ces plans paraissent toutefois soit être régis par l'incertitude (encore en négociation en ce qui concerne les mesures de soutien et la structure de financement nécessaires ⁽¹³⁴⁾), soit envisager de couvrir le risque du prix au moyen de contrats pour la différence ⁽¹³⁵⁾. Étant donné que ces plans ne semblent pas encore s'être concrétisés, ils ne semblent pas constituer un indicateur valable pour évaluer l'existence d'une défaillance du marché.
- (312) Une étude réalisée par ICF Consulting Services pour la direction générale des affaires économiques et financières de la Commission, portant sur l'analyse d'impact de l'instrument de prêt Euratom ⁽¹³⁶⁾ (l'«étude ICF»), conclut que les projets nucléaires présentent certaines caractéristiques uniques pouvant rendre leur financement particulièrement difficile. Ces caractéristiques concernent les coûts d'investissement et la complexité technique élevés des réacteurs nucléaires, qui présentent des risques relativement élevés durant l'agrément, la construction et l'exploitation, la longue période de récupération, la nature souvent controversée des projets nucléaires, qui génère des risques politiques, publics et de réglementation supplémentaires, et la nécessité d'approches et de systèmes de financement clairs pour la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement. Au-delà des difficultés traditionnelles liées au financement, l'étude ICF constate que les développeurs de centrales nucléaires sont confrontés à une surveillance et à une prudence accrues de la part des financiers potentiels en raison des conditions actuelles du marché, à savoir la poursuite des effets de la crise financière mondiale de 2008, l'accident de Fukushima, les difficultés de la zone euro et la réforme Bâle III. Les défis du financement ont suscité une attention renouvelée pour le risque du projet ⁽¹³⁷⁾. L'étude ICF constate, compte tenu des avis formulés par les parties concernées consultées pendant cette étude, que les défis du financement découlent moins du manque de disponibilité des finances du secteur privé que du fait que les risques associés à de tels investissements sont trop élevés par rapport aux possibilités d'investissement alternatif (à savoir dans les infrastructures de l'énergie conventionnelle et renouvelable). L'étude ICF conclut que le financement de la technologie nucléaire est par conséquent peu attractif, entraînant un écart entre le niveau d'investissement requis et ce que le marché est disposé à fournir.
- (313) Les risques financiers liés aux nouvelles implantations nucléaires comprennent le risque de développement et d'élaboration du projet, le risque de construction, le risque de marché et de revenu, les risques politiques et les risques liés aux réglementations. L'étude ICF conclut que les risques spécifiques à l'énergie nucléaire, par rapport aux autres types de production d'électricité, concernent les normes de sécurité requises pour le nucléaire, ce qui se traduit par des coûts de construction plus élevés et des coûts d'exploitation plus élevés par comparaison avec d'autres technologies énergétiques et que le cycle de vie moyen d'une centrale nucléaire est significativement plus long que des investissements dans des infrastructures comparables, donnant ainsi lieu à des risques financiers connexes. Cette conclusion est conforme aux constatations de la Commission dans l'évaluation de l'aide d'État en faveur de Hinkley Point C ⁽¹³⁸⁾.
- (314) De l'avis des parties prenantes consultées pour l'étude, les risques de marché constituent le principal obstacle empêchant les investissements dans le nucléaire. En ce qui concerne les risques de marché, l'étude ICF conclut que, par rapport aux sources d'énergie conventionnelles, qui peuvent être opérationnelles et générer des recettes en l'espace de trois ans, les centrales nucléaires nécessitent plus de temps pour leur construction et pour devenir opérationnelles et générer des recettes. Une durée de vie plus longue de la centrale signifie également que les

⁽¹³⁴⁾ En ce qui concerne la République tchèque, voir: <http://www.world-nuclear.org/info/country-profiles/countries-a-f/czech-republic/>, consulté le 26 octobre 2015; en ce qui concerne la Lituanie, voir: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Lithuania/>, consulté le 26 octobre 2015; en ce qui concerne la Bulgarie, voir: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Bulgaria/>, consulté le 21 juin 2016.

⁽¹³⁵⁾ En ce qui concerne la Roumanie, voir: <http://economie.hotnews.ro/stiri-companii-20436128-nuclearelectrica-solicita-actionarilor-aprobarea-memorandumului-intelegere-care-semna-companie-chineza-pentru-construirea-unitatilor-3-4-cernavoda.htm>, consulté le 21 juin 2016.

⁽¹³⁶⁾ Étude du 2 novembre 2015, non encore publiée, page 35.

⁽¹³⁷⁾ Étude du 2 novembre 2015, non encore publiée, page 35.

⁽¹³⁸⁾ SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) — Royaume-Uni — Soutien en faveur de l'unité C de la centrale nucléaire de Hinkley Point.

rendements sont obtenus à plus long terme, par opposition aux rendements à court ou à moyen terme pour les investissements dans des sources d'énergie conventionnelles. Étant donné qu'il est difficile de prévoir avec exactitude les prix de l'énergie sur une longue période, les investisseurs s'appuient sur des projections des futurs prix des combustibles fossiles, sur la pénétration des énergies renouvelables dans le secteur et sur l'accès des énergies renouvelables aux conditions du réseau ainsi que sur le futur prix du carbone⁽¹³⁹⁾. Si les prix des combustibles fossiles sont fixés par le marché et sont intrinsèquement incertains, le prix du carbone est, dans une certaine mesure, déterminé par la politique. L'étude ICF conclut qu'il existe une incertitude quant à la question de savoir si le prix du carbone sera suffisamment élevé à l'avenir pour garantir la compétitivité de la technologie non fossile, dont l'énergie nucléaire.

- (315) En outre, la Commission prend note du fait qu'il existe généralement une grande incertitude au sujet des prix de l'électricité à long terme étant donné que les futurs prix des marchés en amont du gaz, du charbon et du pétrole, ainsi que les futures politiques concernant les énergies renouvelables, le nucléaire et les échanges de quotas d'émission influenceront tous les futurs prix de l'électricité et sont très difficiles à prédire. Cette conclusion est également corroborée par le statut de projets similaires dans l'Union, où la certitude du flux de revenus et la garantie d'une production pour l'électricité revêtaient une importance cruciale dans la prise des décisions d'investissement. Par ailleurs, la tendance actuelle en faveur de prix de l'électricité plus bas en Europe et une nécessité accrue, sur les marchés de l'électricité, de production flexible d'énergie, ajoutent à l'incertitude concernant le futur flux de revenus d'une centrale nucléaire qui produit une charge de base non flexible.
- (316) L'étude ICF identifie également un élément supplémentaire de risque de marché couvrant la solvabilité du développeur/responsable du service d'utilité publique pour le projet et l'État membre qui soutient financièrement le projet. La solvabilité influe sur les coûts de financement et pourrait le rendre trop élevé pour les investissements privés.
- (317) L'étude ICF conclut également que la longue durée de vie financière et de conception initiale des centrales nucléaires peut les exposer aux risques résultant du changement de soutien public et politique, affectant ainsi la viabilité commerciale et financière des projets nucléaires. Les investisseurs, par conséquent, cherchent à obtenir des garanties et la certitude qu'une fois la centrale construite, son contrat d'énergie ou sa durée de vie opérationnelle estimée seront respectés. Les préoccupations des investisseurs sont également liées aux normes réglementaires qui peuvent changer pendant le cycle de vie d'une centrale nucléaire et nécessiter des investissements en capital supplémentaires ou entraîner une augmentation des coûts d'exploitation. Les investisseurs se montrent circonspects à l'égard du financement de tels projets, à moins que des réserves suffisantes pour des améliorations de la sécurité ne soient constituées. Cela est particulièrement important lorsqu'une centrale nucléaire arrive au terme de sa durée de vie normale et fait l'objet d'une prolongation de sa durée de vie, ce qui nécessite une nouvelle autorisation pour laquelle des conditions supplémentaires doivent être remplies⁽¹⁴⁰⁾. Les parties prenantes consultées ont indiqué que le risque politique et réglementaire constituait le troisième obstacle le plus important à l'investissement dans les centrales nucléaires.
- (318) L'étude conclut que la libéralisation du marché peut également avoir une incidence négative sur le niveau d'investissement dans l'énergie nucléaire par rapport à d'autres technologies énergétiques en raison de l'investissement plus important requis. Le cadre réglementaire dans chaque État membre a un rôle à jouer étant donné qu'il influe sur la capacité du prestataire des services d'utilité publique à générer des bénéfices et, partant, influe sur la valeur de l'entreprise et sa capacité à financer le développement nucléaire à partir de son bilan ou par des emprunts à long terme auprès d'institutions financières. Un autre obstacle en matière de financement pour les nouveaux investissements nucléaires concerne les dernières règles du comité de Bâle III sur les marchés des capitaux. Elles augmentent le capital que doivent détenir les banques pour soutenir les prêts à long terme, tels que les prêts pour le développement des centrales nucléaires⁽¹⁴¹⁾.
- (319) Ces conclusions seraient en conformité avec les observations des autorités hongroises qui font valoir que les entreprises du secteur privé, ainsi que les budgets de l'État, se heurtent à une limite concernant l'exposition financière qu'ils peuvent accepter pour les projets individuels présentant d'importants besoins de financement, de longues périodes de construction et des risques relatifs à la réception et à la mise en service en l'absence de protection contre une construction qui dépasse les délais ou le budget. Les résultats obtenus en matière d'investissements sont meilleurs dans le secteur du pétrole et du gaz que dans celui des services d'utilité publique, notamment à la suite de la récente détérioration de la cotation de ces entreprises. En cas d'investissement, il est également habituel, pour les services d'utilité publique, d'investir avec leurs pairs afin de partager les risques.

⁽¹³⁹⁾ Étude du 2 novembre 2015, non encore publiée, page 37.

⁽¹⁴⁰⁾ Étude du 2 novembre 2015, non encore publiée, page 38.

⁽¹⁴¹⁾ Étude du 2 novembre 2015, non encore publiée, page 39.

- (320) La modélisation réalisée aux fins de l'étude ICF montre que, globalement, les investissements dans les centrales nucléaires manquent de compétitivité jusqu'en 2030 mais que cette absence de compétitivité décroît résolument à partir de 2040. Dans le pire des scénarios d'un climat économique défavorable, cependant, les nouveaux investissements seront quasiment absents pendant toute la période⁽¹⁴²⁾. L'étude ICF conclut également que le marché offre davantage de compétitivité après 2030, étant donné que les prix du carbone et de l'énergie continueront d'augmenter après 2030. L'étude ICF utilise une modélisation de la sensibilité pour évaluer l'évolution du prix du carbone et son influence sur les investissements dans les centrales nucléaires. Cette étude conclut qu'aucun des scénarios concernant les prix du carbone ne réussirait, théoriquement, à rendre le nucléaire rentable au cours de la période 2020-2025.
- (321) En outre, les informations provenant des services de notation⁽¹⁴³⁾ et rendues publiques montrent que la construction de nouvelles centrales nucléaires a généralement une note de crédit négative tandis que l'abandon du nucléaire s'est trouvé avoir une note de crédit positive pour les services d'utilité publique.
- (322) La modélisation et les conclusions de l'étude ICF s'appliquent également pleinement à la situation du marché en Hongrie, qui, comme exposé ci-dessus aux considérants 305 et 306, devrait être confronté à une pénurie importante dans la future capacité installée globale. Compte tenu des éléments exposés dans la présente section 5.3.4., la Commission conclut dès lors qu'il existe une défaillance du marché du financement affectant les nouveaux investissements nucléaires, qui s'applique aussi aux nouveaux investissements nucléaires en Hongrie.
- (323) On pourrait bien sûr soutenir que? dans la présente décision, les principaux risques liés au développement, à l'élaboration du projet et à la construction sont atténués, du moins dans une certaine mesure, par le contrat d'ingénierie, d'achat et de construction clé en main. Toutefois, cela ne réduit pas encore les risques de marché et ceux affectant les revenus ainsi que les risques politiques et réglementaires en ce qui concerne le projet Paks II. La mesure semble dès lors nécessaire pour atteindre l'objectif de promotion des nouveaux investissements nucléaires en Hongrie.

5.3.5. INSTRUMENT ADÉQUAT

- (324) La Commission doit déterminer, dans son évaluation, si la mesure proposée constitue un instrument politique approprié pour répondre à l'objectif d'intérêt commun de la promotion de l'énergie nucléaire.
- (325) La mesure prend la forme d'une mesure d'investissement octroyée par l'État hongrois à Paks II pour le développement du projet. La Hongrie a confirmé qu'elle ne prévoirait pas d'accorder un soutien opérationnel à Paks II durant son exploitation et que l'aide d'État couvrirait uniquement les coûts d'investissement pour l'achèvement du projet.
- (326) À la suite de la décision d'ouverture, la Hongrie n'a pas fourni d'informations sur d'éventuels instruments alternatifs qui pourraient encourager de nouveaux investissements dans l'énergie nucléaire.
- (327) D'autres instruments et systèmes politiques, tels que des prêts préférentiels ou des réductions fiscales ne seraient pas suffisants, de l'avis de la Commission, pour obtenir le même résultat, compte tenu des spécificités du projet et de l'ampleur des ressources financières et autres nécessaires ainsi que de la possible défaillance constatée du marché.
- (328) Par conséquent, la Commission considère que la mesure constituerait un instrument approprié pour la construction des deux nouveaux réacteurs de Paks II.

5.3.6. EFFET INCITATIF

- (329) Pour que la mesure ait un effet incitatif, elle doit modifier le comportement de l'entreprise concernée de manière à ce qu'elle crée une nouvelle activité qu'elle n'exercerait pas sans la mesure ou qu'elle exercerait d'une manière limitée ou différente.
- (330) La Commission relève que Paks II est une entreprise qui a été constituée par l'État dans le seul objectif de développer et exploiter les unités 5 et 6 de la centrale nucléaire. Comme décrit aux considérants 12, 26 et 27 ci-dessus, l'État hongrois a décidé de fournir la contribution financière à Paks II afin de remplir cet objectif.

⁽¹⁴²⁾ Étude du 2 novembre 2015, non encore publiée, page 60.

⁽¹⁴³⁾ Moody's Investor Service, Nuclear Generation's Effect on Credit Quality, disponible à l'adresse suivante: https://www.oecd-neo.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/2_2_LUND_OECD_Sept%2019_Lund_Moodys_Nuclear_Generations_effect_on_Credit_Quality.pdf, consulté le 13 juillet 2016

(331) À cet égard, la Commission note que le projet n'ira pas non plus au-delà de cet objectif étant donné que les ressources financières et autres requises ne seraient ni disponibles ni accessibles au bénéficiaire, qui n'a pas d'autres activités génératrices de revenus et pour lequel la structure du capital est entièrement fournie et conçue par l'État. Cela a été confirmé dans l'enquête formelle, dans laquelle la Commission a constaté que le projet ne produirait pas de rendements suffisants sans le soutien de l'État hongrois (voir analyse dans la section 5.1.1 de la présente décision).

(332) Par conséquent, l'aide d'État favorise la réalisation de l'objectif d'intérêt commun au moyen du développement de la centrale nucléaire.

5.3.7. PROPORTIONNALITÉ

(333) 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 d'intérêt commun poursuivi.

(334) En l'espèce, le bénéficiaire recevrait une contribution financière pour la construction d'actifs de production sans être confronté à un quelconque risque lié aux coûts de refinancement auxquels d'autres opérateurs du marché seraient confrontés.

(335) Diverses observations reçues par la Commission avancent que, puisque le projet sera réalisé sans qu'il y ait appel d'offres, il n'est pas possible de déterminer si une mesure visant à couvrir les coûts totaux serait limitée au minimum nécessaire pour réaliser le projet.

(336) La Commission note que les règles en matière d'aides d'État n'exigent pas un appel d'offres pour estimer les coûts et les revenus. Un appel d'offres n'est que l'un des nombreux moyens permettant de réaliser une estimation. Par conséquent, le fait que la Hongrie n'ait pas choisi Paks II en tant que bénéficiaire de la mesure à la suite d'une procédure d'appel d'offres ne constitue pas, en soi, une surcompensation.

(337) En ce qui concerne les allégations selon lesquelles les autorités hongroises n'ont pas examiné le soutien minimum pour rendre le projet réalisable et ont choisi de financer le projet dans son intégralité, la Commission estime en effet qu'en raison de l'existence de la défaillance du marché, l'intégralité du financement pour la construction des deux nouveaux réacteurs de Paks II doit être considérée comme une aide d'État, ainsi qu'il est confirmé à la section 5.1 de la présente décision.

(338) S'agissant de l'éventuelle surcompensation du bénéficiaire en raison de la mesure, la Commission rappelle son analyse économique à la section 5.1. qui tire la conclusion que le projet ne serait pas rentable en soi étant donné que le TRI escompté n'excéderait pas le CMPC du marché puisque les revenus générés ne devraient pas permettre de couvrir les coûts initiaux et ultérieurs du projet, même dans des scénarios assez optimistes. Dans son évaluation, la Commission a estimé le niveau du TRI sur la base des prévisions en matière de prix du marché et d'autres paramètres considérés conformes au marché. En déterminant l'écart entre le coût du capital et les rendements, la Commission a donc pleinement pris en considération la contribution que les revenus commerciaux (vente d'électricité) devraient apporter à la viabilité du projet. En fait, les coûts escomptés du projet ont été comparés aux rendements escomptés, tandis qu'aucune ressource supplémentaire de l'État n'est envisagée par la Hongrie.

(339) Étant donné que le coût du capital pour le projet est supérieur aux rendements escomptés, la Commission estime que l'aide d'État accordée par la Hongrie est, dans son intégralité, nécessaire et proportionnée pour la construction du projet et qu'une surcompensation est exclue à cet égard. Ainsi que la Hongrie l'a confirmé, aucun soutien supplémentaire n'est accordé pour la phase d'exploitation.

(340) À cet égard, comme exposé aux considérants 96 et 97, la Hongrie s'est engagée à ce que Paks II n'utilise les ressources d'État que pour le projet et à ce que tout surplus généré soit réaffecté au budget de l'État. De l'avis de la Commission, cet engagement exclut toute utilisation des ressources de l'État donnant lieu à des avantages supplémentaires pour Paks II, excédant ce qui est nécessaire pour assurer la viabilité économique du bénéficiaire, et fait en sorte que l'aide soit limitée au minimum.

(341) D'autres observations soulignent que l'aide d'État ne se limiterait pas seulement à la mise en œuvre de l'investissement mais qu'elle serait également accordée dans la phase opérationnelle, ce qui pourrait entraîner une surcompensation de Paks II. À cet égard, la Commission rappelle la déclaration de la Hongrie selon laquelle elle ne fournirait pas de soutien d'État supplémentaire à la mesure notifiée en question. En outre, la Commission rappelle que, selon les informations supplémentaires présentées par la Hongrie le 28 juillet 2016, tout nouveau soutien à Paks II serait, en toute hypothèse, soumis à une approbation d'une aide d'État.

- (342) La Commission a examiné si une surcompensation pouvait se produire dans le cas où le bénéficiaire de la mesure réaliserait, pendant l'exploitation des réacteurs, des rendements qui se révéleraient supérieurs à ceux estimés par la Commission dans ses calculs du TRI (voir section 5.1). Plus particulièrement, la Commission a examiné ce qui se passerait si Paks II pouvait réinvestir tous bénéfices qui ne sont pas payés à l'État sous la forme de dividendes, afin de développer ou acquérir des actifs de production supplémentaires et, partant, renforcer sa position sur le marché. Dans cette mesure, la Commission relève que, conformément aux informations supplémentaires communiquées par la Hongrie le 28 juillet 2016 (voir considérant 96), le bénéficiaire ne peut réinvestir dans l'élargissement de la capacité ou de la durée de vie de Paks II ou dans l'installation de capacités de production supplémentaires, autres que celles des réacteurs 5 et 6 qui font l'objet de la présente décision.
- (343) Ayant à l'esprit les éléments exposés dans la présente section 5.3.7, la Commission estime, notamment à la lumière des informations supplémentaires de la notification visée aux considérants 96 et 97, que le bénéficiaire devrait rétribuer l'État pour avoir mis la centrale à disposition et ne devrait pas conserver de bénéfices en dehors de ce qui est strictement nécessaire pour assurer son exploitation économique et sa viabilité. Par conséquent, la mesure est proportionnée.

5.3.8. DISTORSIONS POTENTIELLES DE LA CONCURRENCE ET EFFET SUR LES ÉCHANGES ET COMPENSATION GLOBALE

- (344) Pour que la mesure soit compatible avec le marché intérieur, ses effets négatifs du point de vue de la distorsion de la concurrence et de l'incidence sur les échanges entre États membres doivent être limités et compensés par les effets positifs en matière de contribution à l'objectif d'intérêt commun. Plus particulièrement, une fois que l'objectif de la mesure a été établi, il est obligatoire de minimiser les effets négatifs potentiels de la mesure sur la concurrence et les échanges.
- (345) Dans la décision d'ouverture, la Commission a recensé trois moyens induisant de possibles distorsions de la concurrence. Premièrement, une augmentation d'une concentration éventuelle du marché résultant de la fusion de la propriété et de l'exploitation futures de la centrale nucléaire de Paks actuellement en exploitation avec Paks II. Deuxièmement, la Commission avait des doutes quant à la question de savoir si les nouvelles capacités de charge de base, caractérisées par un facteur de charge élevé, pouvaient faire obstacle à l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs et faire baisser davantage la courbe vertueuse d'un certain nombre de capacités de production plus coûteuses qui existent déjà. À cet égard, la Commission a examiné les paramètres suivants: i) les effets potentiels de la mesure sur le marché hongrois; ii) les effets transfrontaliers potentiels de la mesure; iii) les effets potentiels de l'exploitation parallèle de la centrale nucléaire de Paks et Paks II. Enfin, une distorsion potentielle a été détectée dans la mesure où la Commission suspectait que Paks II puisse causer un certain risque de liquidité du marché de gros en limitant le nombre d'offres de fourniture disponibles sur le marché.

5.3.8.1. *Augmentation d'une concentration éventuelle du marché*

- (346) À la suite des doutes exprimés par la Commission concernant une concentration éventuelle du marché dans la décision d'ouverture, certaines allégations formulées par les parties intéressées mentionnent également une fusion éventuelle de Paks II et de l'opérateur des quatre unités de la centrale nucléaire de Paks qui sont actuellement en fonctionnement. Ces allégations ont été niées par le groupe MVM et Paks II ainsi que par l'État hongrois.
- (347) La Commission note que le marché hongrois de la production d'électricité est caractérisé par une concentration relativement forte du marché, la centrale nucléaire actuelle de Paks (groupe MVM) produisant près de 50 % de l'électricité nationale. De telles concentrations du marché pourraient être préjudiciables à une concurrence effective sur le marché, étant donné qu'elles pourraient servir d'obstacle à l'entrée de nouveaux acteurs du marché et pourraient poser un risque de liquidité en limitant le nombre d'offres d'approvisionnement disponibles.
- (348) Les deux nouveaux réacteurs nucléaires de Paks II devraient devenir opérationnels à un moment où les quatre réacteurs nucléaires n'auront pas encore été progressivement supprimés. La Commission a souligné dans la décision d'ouverture qu'à moins que les opérateurs de la centrale nucléaire de Paks et Paks II ne soient totalement séparés et puissent être considérés comme indépendants et sans lien, il pourrait en résulter un effet de distorsion sur le marché hongrois.
- (349) La Commission admet que Paks II est actuellement juridiquement indépendante du groupe MVM. Toutefois, la Commission était préoccupée par le fait qu'une telle séparation juridique soit insuffisante ou ne puisse être maintenue sans garantie supplémentaire à cet égard. La Commission était également préoccupée par de futurs liens de Paks II avec des entreprises sous contrôle étatique, opérant dans le domaine de l'énergie, qui auraient pu renforcer leur influence sur le marché hongrois de l'énergie.

- (350) Premièrement, la Commission note que l'objectif de la mesure hongroise est le remplacement progressif des capacités nucléaires existantes de la centrale nucléaire de Paks entre 2025 et 2037. Une période est en effet prévue pendant laquelle les quatre réacteurs actuellement en usage fonctionneront en parallèle avec ceux de Paks II; cette période doit se limiter à l'intervalle 2026-2032; toutefois, et avec le retrait de toutes ses capacités nucléaires d'ici 2037, la part de marché du groupe MVM diminuerait sensiblement.
- (351) Deuxièmement, la Commission rappelle (voir considérant 102) que la Hongrie a fait valoir que le groupe MVM et Paks II sont indépendants et sans lien pour les motifs suivants:
- a) ils sont gérés par différentes administrations (le groupe MVM par le ministère du développement national, par l'intermédiaire de Hungarian National Asset Management Inc., et Paks II par le cabinet du premier ministre);
 - b) il n'y a pas de direction partagée ou commune au sein du comité directeur de chaque entreprise;
 - c) il existe des garanties faisant en sorte que les entreprises n'échangent pas d'informations commercialement sensibles et confidentielles;
 - d) les pouvoirs de décision de chaque entreprise sont distincts et indépendants les uns des autres.
- (352) Cela a également été réitéré par le groupe MVM, qui a souligné que lui et Paks II sont deux entreprises de production d'électricité distinctes, comme tout autre concurrent, et qu'il n'y a aucune raison de présumer une coordination ou des activités, ou une combinaison des deux entreprises. En outre, le groupe MVM avance que sa propre stratégie inclut d'éventuels investissements susceptibles de concurrencer Paks II à l'avenir.
- (353) Troisièmement, la Commission rappelle les informations supplémentaires communiquées par la Hongrie et mentionnées au considérant 117, selon lesquelles Paks II, ses successeurs et entreprises affiliées seront totalement distincts sur les plans juridique et structurel, au sens des points 52 et 53 de la communication juridictionnelle sur les concentrations et que leur maintenance, leur gestion et leur exploitation seront indépendantes et sans lien avec le groupe MVM et l'ensemble de ses entreprises, successeurs et entreprises affiliées ainsi que d'autres entreprises sous contrôle étatique, présentes dans la production, la vente en gros ou en détail d'énergie.
- (354) La Commission est convaincue que ces informations supplémentaires répondent à toutes ses préoccupations en ce qui concerne d'éventuels futurs concentrations et liens entre les entités titulaires en matière d'énergie sur le marché hongrois de l'électricité. Il n'existe pas de possibilité pour Paks II d'être à présent liée au groupe MVM ou à d'autres entreprises sous contrôle étatique opérant dans le domaine de l'énergie et il n'existe donc pas de possibilité pour qu'elle renforce son influence sur le marché pendant l'exploitation des quatre unités actuellement en fonctionnement de la centrale nucléaire de Paks et au-delà.

5.3.8.2. *Obstacle à l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs*

- (355) En ce qui concerne les doutes de la Commission quant à la question de savoir si les nouvelles capacités pourraient faire obstacle à l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs, certaines observations ont souligné que les centrales nucléaires sont déployées pour couvrir une capacité de charge de base élevée, à laquelle la priorité est accordée lorsqu'elle est reliée au réseau et que, grâce à leurs faibles coûts d'exploitation, elles sont également mieux positionnées du côté de l'offre sur le marché.
- (356) La Commission a analysé l'incidence de la mesure sur la concurrence pour d'autres acteurs du marché hongrois ainsi que de marchés voisins. Elle a également accordé une attention particulière au terme de l'exploitation en parallèle des quatre unités actuellement en fonctionnement de la centrale nucléaire de Paks et de Paks II, à savoir la période envisagée entre 2026 et 2032.
- a) *Les effets potentiels de la mesure sur le marché hongrois*
- (357) La Commission rappelle que l'exploitation des unités 5 et 6 de Paks II vise à compenser la perte de capacité lorsque les unités 1 à 4 de la centrale nucléaire de Paks seront progressivement retirées à la fin de 2032, 2034, 2036 et 2037 respectivement, sans que soit envisagée une perspective de nouvelle prolongation de la durée de vie (voir considérant 10). Les deux nouvelles unités 5 et 6 de Paks II doivent entrer en exploitation en 2025 et 2026 respectivement. L'étude publiée par MAVIR en 2016 (voir considérant 20) prend également pour hypothèse cette évolution des capacités nucléaires.

- (358) La Commission rappelle que l'électricité actuellement produite par la centrale nucléaire de Paks fournit 36 % de la consommation globale de la Hongrie en électricité, proportion qui diminuera compte tenu de la croissance de la demande escomptée, mentionnée au considérant 50, et que la production de Paks II devrait être similaire une fois que la centrale nucléaire de Paks aura progressivement été supprimée.
- (359) Compte tenu du caractère de remplacement que revêtent les capacités du projet Paks II, la Commission note qu'une fois que les quatre unités de la centrale nucléaire de Paks auront été supprimées en 2037, la future pénurie prévue dans la capacité nationale installée globale envisagée par le GRT, comme exposé au considérant 50, retrouverait les niveaux précédents (voir également le graphique 7 du considérant 108), à savoir que la capacité de 2,4 GW de Paks II n'entraînera pas une augmentation à long terme du niveau total de la capacité nucléaire installée en Hongrie.
- (360) La Commission relève également que la liste des investissements en cours ou des nouveaux investissements approuvés dans les installation de production d'électricité est assez courte (voir tableau 2 au considérant 51). Compte tenu de ces données, la Commission considère que la Hongrie restera un important importateur net après la suppression progressive des quatre unités de la centrale nucléaire Paks actuellement en fonctionnement.
- (361) Comme exposé ci-dessus au considérant 93, la Hongrie a fait valoir que, selon l'analyse NERA, en l'absence de la mesure notifiée, la capacité de 2,4 GW fournie par Paks le serait par des TGCF et TGO commerciaux. Même avec Paks II, il y aura de la place sur le marché pour de nouvelles capacités gazières ou autres. Il ressort de l'étude NERA que, malgré le remplacement de l'essentiel de la capacité de la centrale Paks II par une nouvelle capacité alimentée au gaz en Hongrie, ce pays resterait fortement dépendant des importations d'électricité.
- (362) En ce qui concerne le déploiement de technologies éventuelles en dehors de Paks II, la Commission rappelle l'argument de la Hongrie selon lequel les décisions d'entrée actuelles et historiques d'une centrale à l'énergie renouvelable dépendent de manière cruciale des programmes de subvention gouvernementaux, plutôt que des prix du marché (voir considérant 107, point a). La Commission reconnaît que la stratégie nationale de la Hongrie⁽¹⁴⁴⁾ prévoit l'énergie renouvelable dans son bouquet énergétique, conformément au paquet climat-énergie 2020 de l'Union⁽¹⁴⁵⁾, aux objectifs nationaux en matière d'énergie renouvelable fixés dans la directive sur les énergies renouvelables⁽¹⁴⁶⁾ et aux objectifs clés du cadre d'action pour le climat et l'énergie à l'horizon 2030⁽¹⁴⁷⁾. La Commission note que les coûts variables⁽¹⁴⁸⁾ des technologies renouvelables, celles-ci étant par nature indépendantes des combustibles, sont traditionnellement plus faibles que ceux de la technologie nucléaire. En outre, vu les objectifs et obligations européens et nationaux mentionnés en matière d'énergie renouvelable, la Hongrie n'est pas une exception quant au déploiement de mécanismes de soutien afin de mettre en service de nouvelles centrales qui produisent de l'électricité à partir de sources renouvelables. La Commission note qu'une partie du régime hongrois en matière d'énergie renouvelable, appelé METÁR, est opérationnelle depuis janvier 2017⁽¹⁴⁹⁾, tandis que d'autres parties du régime liées à de plus grands producteurs à partir de sources renouvelables sont actuellement en attente d'une approbation par Commission au regard des règles sur les aides d'État.
- (363) La Commission rappelle que, conformément à l'étude publiée par MAVIR en 2016 (voir considérant 20), le parc actuel de production au charbon (lignite) (voir graphiques 1 et 2 du considérant 43) sera progressivement supprimé entre 2025 et 2030, ce qui permettrait la mise en service d'installations supplémentaires, en particulier étant donné que les technologies intermittentes mentionnées au considérant 362 nécessiteraient également la coexistence de capacités complémentaires et flexibles.
- (364) La mesure hongroise est conçue en tant que soutien à l'investissement et, une fois que les unités de production auront commencé à opérer, aucun soutien opérationnel supplémentaire ne sera accordé à Paks II, qui sera dès lors exposé aux risques du marché.

⁽¹⁴⁴⁾ Voir le considérant 20.

⁽¹⁴⁵⁾ http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_fr.htm

⁽¹⁴⁶⁾ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16).

⁽¹⁴⁷⁾ http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_fr.htm

⁽¹⁴⁸⁾ Les coûts variables d'une unité de production d'électricité sont ceux qui déterminent généralement le prix final d'une unité d'électricité produite.

⁽¹⁴⁹⁾ Signalé à la Commission dans le cadre de l'affaire SA.47331 (2017/X) conformément au règlement général d'exemption par catégorie [règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission du 17 juin 2014 déclarant certaines catégories d'aides compatibles avec le marché intérieur en application des articles 107 et 108 du traité (JO L 187 du 26.6.2014, p. 1)].

- (365) Les prix de l'électricité sont principalement déterminés par les coûts marginaux des producteurs participant à un certain marché. Les technologies renouvelables ont de faibles coûts marginaux, étant donné que la plupart d'entre elles peuvent opérer sans coûts de combustibles. La technologie nucléaire a également de faibles coûts de fonctionnement et suit les énergies renouvelables dans le classement selon la logique du «merit order». Bien qu'en raison du coût de leur combustible, les centrales au charbon fonctionnent généralement à un taux de coût marginal plus élevé que les centrales nucléaires, les prix bas pour les permis carbone font en sorte que les coûts de fonctionnement d'une centrale au charbon sont généralement plus bas que ceux d'une centrale TGCF. Cela signifie que les technologies qui ont des coûts d'exploitation plus élevés peuvent faire monter les prix; par conséquent, la présence de l'énergie nucléaire dans le bouquet énergétique ne devrait pas, en soi, augmenter le prix de l'électricité en Hongrie et l'énergie nucléaire sera un preneur de prix plutôt qu'un fixe de prix.

b) Les effets transfrontaliers potentiels de la mesure

- (366) Tant la Hongrie que plusieurs parties intéressées ont souligné le fait que le marché de l'énergie devant être évalué est plus large que le territoire de l'État pris isolément, principalement compte tenu de l'excellent niveau d'interconnexion, et que la mesure implique des distorsions de la concurrence qui affectent, à tout le moins, les États membres proches de la Hongrie.
- (367) La Commission note que, comme indiqué dans le graphique 5 au considérant 49 de la présente décision, le solde importation-exportation des échanges d'électricité de la Hongrie est négatif à l'égard de presque tous les États membres voisins. La Commission prend également note du fait que la Hongrie est un importateur net global. Le graphique 1 au considérant 43 montre qu'environ 30 % de la demande du pays dérivée étaient couverts par les importations en 2015, ce qui représentait environ 13 TWh. La Commission rappelle que, comme exposé dans le graphique 2 du considérant 43 de la décision d'ouverture, le niveau des importations se situait à la même hauteur en 2014.
- (368) La Commission estime que la Hongrie est un marché de l'électricité hautement intégré au sein de l'Union européenne, avec une capacité d'interconnexion se situant à environ 75 pour cent du total de la capacité de production nationale installée. En outre, comme le montrent les tableaux 4 et 5, au considérant 105, les capacités d'interconnexion augmenteront sensiblement d'ici 2030, ce qui permettra aux flux des échanges de rester au niveau des prix hongrois.
- (369) Ce qui est expliqué ci-dessus, au considérant 365, est considéré comme s'appliquant également dans un contexte transfrontalier. La construction de Paks II créera une pression des prix à la baisse sur le marché hongrois à l'avenir, parce que le coût marginal de l'électricité produite par Paks II est un coût relativement faible par rapport à la capacité alternative des TGCO et des TGCF qui serait autrement construite, selon NERA. Toutefois, l'étude NERA a démontré que Paks II resterait un preneur de prix et que les prix en Hongrie continueraient à être fixés à des niveaux supérieurs par d'autres centrales. Par conséquent, les importations en Hongrie resteront rentables.
- (370) La Commission a pris en compte les observations de la Hongrie concernant les effets possibles de Paks II dans un contexte de marché plus large. Comme exposé au considérant 112, l'évaluation de NERA concernant les marchés voisins immédiats avec lesquels la Hongrie est actuellement couplée sur le marché (Hongrie + Slovaquie + Roumanie) montre que les parts de marché combinées du groupe MVM et de Paks II dans le marché couplé de la Hongrie + Slovaquie + Roumanie n'excéderaient pas 20 % (voir graphique 10 du considérant 112).
- (371) En ce qui concerne les autres marchés voisins, les effets du nouveau Paks II devraient être moins importants en raison de l'absence de couplage de marché avec ces zones de prix ainsi que des capacités d'interconnexion plus limitées (existantes et planifiées) à l'égard de ces États membres (voir tableaux 3 et 4).

c) Les effets potentiels de l'exploitation parallèle de la centrale nucléaire de Paks et Paks II

- (372) Comme exposé aux considérants 98 et 99 ainsi qu'aux considérants 241 à 244, la construction des centrales nucléaires est sujette à des retards liés à plusieurs raisons, ce qui augmente les délais de construction. La Commission reconnaît qu'il existe déjà un retard important dans la mise en œuvre du projet par rapport au calendrier original, [...]. De plus, comme le montre le tableau 3 au considérant 99, la technologie offerte par JSC NIAEP souffre en moyenne de deux ans de retard en Russie, marché national du contractant, où il a construit la plupart de ses centrales. Ces retards sont sensiblement plus importants lorsque le projet est réalisé hors de Russie (en Inde, jusqu'à 7 ans). La Hongrie avance que Paks II devrait être la première centrale nucléaire dotée de la technologie VVER III+ mise en service dans l'Union européenne, technique de pointe où les exigences de sécurité nucléaire les plus élevées devront être respectées et où la partie techniquement non exemptée du projet doit être obtenue en ligne selon les

exigences en matière de passation de marchés de l'Union européenne. Il est raisonnable de penser que cela pourrait engendrer des retards supplémentaires. Par conséquent, la durée, établie à l'origine, de la période d'exploitation parallèle de six ans des quatre unités de la centrale nucléaire de Paks et des deux unités de Paks II devrait, selon la Commission, diminuer de manière significative. Par ailleurs, un certain chevauchement de l'exploitation des unités nouvelles et existantes — en fait plutôt limitée dans le temps pour les motifs qui viennent d'être exposés —, tout en ayant une incidence évidente sur le marché national, peut être considéré comme étant proportionné au regard des objectifs de sécurité de l'approvisionnement et de la nécessité de préparer soigneusement le démantèlement des unités de la centrale nucléaire de Paks, en tenant compte du fait que les capacités de production nucléaire constituent plus de 50 % de la production d'électricité nationale en Hongrie.

- (373) En tout état de cause, la Commission rappelle les conclusions de l'étude NERA (voir en particulier le graphique 7 du considérant 108) qui montre que même pendant l'exploitation parallèle de la centrale nucléaire de Paks et Paks II (entre 2025 et 2037), la demande maximale croissante escomptée ne sera pas satisfaite uniquement à partir des centrales d'électricité nationales étant donné que la production électrique globale des capacités supplémentaires provenant des énergies renouvelables et gazières, conjointement avec celles de l'énergie nucléaire, resteront inférieures à la demande nationale projetée (indiquée par une ligne noire dans le graphique 7). L'étude considère que cela est principalement dû au fait que la Hongrie connaît actuellement un approvisionnement déficitaire et doit importer d'importants volumes d'électricité. NERA explique qu'il a été établi que ce déficit doit s'élargir encore entre 2015 et 2025, étant donné que la demande en Hongrie devrait croître de manière significative jusqu'en 2040 et que la seconde plus grande centrale électrique en fonctionnement constant (la centrale électrique de Mátra — voir graphiques 1 et 2 au considérant 43) devrait fermer entre 2025 et 2030, comme envisagé dans l'étude du GRT (voir considérant 20).
- (374) Par conséquent, le système nécessitera des capacités nationales ou importées en plus de celles provenant des centrales nucléaires, d'énergie renouvelable et au gaz déjà mentionnées afin de répondre à la demande nationale et pour assurer la stabilité du système contre les pénuries de capacité prévues. Des capacités supplémentaires sont également requises pour la création des réserves obligatoires, prescrites par le REGRT-E (voir considérant 50).
- (375) En outre, la Commission rappelle que, comme exposé au considérant 105, le niveau d'interconnexion déjà élevé de la Hongrie avec les pays voisins continuera d'augmenter en raison des nouvelles interconnexions qui deviendront opérationnelles entre 2016 et 2021, entre la Slovaquie (2×400 kV et 1×400 kV) et la Slovénie (1×400 kV), c'est-à-dire bien avant que les deux nouvelles unités de Paks II entrent en service. La Commission considère que ces nouveaux interconnecteurs mentionnés par la Hongrie sont susceptibles d'améliorer la disponibilité des flux commerciaux transfrontaliers, en particulier ceux provenant des importations.
- (376) Comme décrit au considérant 369, la Commission a également tenu compte des conclusions de l'étude NERA, selon laquelle la technologie nucléaire devrait rester un preneur de prix plutôt qu'un fixe de prix, même pendant la période de chevauchement de l'exploitation de la centrale nucléaire de Paks et de Paks II, lorsque la probabilité pour que le nucléaire soit la technologie de fixation des prix sera inférieure à 5 % à toute heure (voir graphique 11 au considérant 113).

5.3.8.3. *Risque pour la liquidité du marché de gros*

- (377) Comme indiqué à la section 2.6, les transactions les plus courantes dans le secteur hongrois de la vente en gros d'électricité sont conclues au moyen d'AAE bilatéraux et la bourse d'échange d'électricité hongroise («HUPX») n'a pas encore suscité un niveau de liquidité adéquat. La Commission avait des doutes à l'origine dans la mesure où, dans un scénario où un fournisseur dominant (MVM Partner) et un volume important de nouvelle capacité de production (Paks II) appartiennent à la même entité (État hongrois), les marchés pourraient devenir moins liquides étant donné que les acteurs concernés pourraient limiter le nombre d'offres d'approvisionnement disponibles sur le marché.
- (378) La Commission a également estimé que la manière dont l'électricité produite par les nouveaux réacteurs est vendue sur le marché pourrait affecter de manière significative la liquidité et que les coûts supportés par les concurrents en aval pourraient être augmentés par la restriction apportée à leur accès compétitif à un intrant important (verrouillage des intrants). Cela pourrait se produire si l'électricité produite par Paks II était vendue principalement au moyen de contrats à long terme à certains fournisseurs uniquement, convertissant ainsi le pouvoir de marché de Paks II sur le marché de la production en pouvoir de marché sur le marché de détail.
- (379) L'exclusion de liens entre Paks II et des opérateurs étatiques sur le marché de détail, comme expliqué au considérant 353, a contribué à répondre à certaines préoccupations de la Commission.

- (380) La Commission note que la Hongrie a confirmé, comme exposé au considérant 118, que la stratégie de négociation de la production de Paks II serait une stratégie commerciale d'optimisation du profit de pleine concurrence, exécutée à l'aide de modalités de négociation commerciale conclues au moyen de soumissions traitées sur une plateforme de négociation transparente ou une bourse d'échange.
- (381) Plus particulièrement, la Hongrie a confirmé que cette stratégie de négociation (excluant sa propre consommation de Paks II) serait conçue comme suit:
- a) Paks II vendrait au moins 30 % de sa production d'électricité totale sur les marchés des transactions pour le lendemain, infra-journaliers et à terme de HUPX. D'autres échanges d'électricité similaires peuvent être utilisés sous réserve de l'accord ou du consentement des services de la Commission ou être rejetés dans un délai de deux semaines à compter de la demande formulée par les autorités hongroises.
 - b) Le reste de la production totale d'électricité de Paks II est vendu par Paks II selon des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires au moyen d'enchères. Les conditions pour de telles enchères sont déterminées par le régulateur de l'énergie hongrois, à l'instar des exigences en matière d'enchères imposées à MVM Partner. Le régulateur de l'énergie hongrois supervise également la tenue de ces enchères.
- (382) La Commission note également que la Hongrie veillera à ce que les offres et les soumissions soient également accessibles à tous les négociants agréés ou enregistrés, aux mêmes conditions du marché sur la plateforme de vente aux enchères à exploiter par Paks II et à ce que le système de compensation des offres soit vérifiable et transparent. Aucune restriction ne serait imposée à l'utilisation finale de l'électricité achetée.
- (383) Dès lors, il a été fait en sorte que l'électricité produite par Paks II soit disponible sur le marché de gros pour tous les acteurs du marché, de manière transparente, et qu'il n'y ait pas de risque que l'électricité produite par Paks II soit monopolisée dans des contrats de longue durée, posant un risque pour la liquidité du marché.
- (384) Par conséquent, la Commission considère que, d'après la façon dont la mesure est actuellement conçue, les risques de liquidité du marché qui pourraient se présenter sont mineurs.

5.3.8.4. Conclusion sur les distorsions de la concurrence et la compensation globale

- (385) À la suite d'une évaluation prudente dans la section 5.3 de la présente décision, la Commission reconnaît que la mesure vise à promouvoir de nouveaux investissements dans l'énergie nucléaire et poursuit dès lors un objectif d'intérêt commun consacré dans le traité Euratom, tout en contribuant également à la sécurité de l'approvisionnement.
- (386) L'aide sera accordée de manière proportionnée. La Hongrie veillera à ce que Paks II compense l'État pour les nouvelles unités de production et ne conserve pas de profits supplémentaires au-delà de ce qui est strictement nécessaire pour garantir l'exploitation économique et la viabilité. La Commission note également que les bénéfices générés par le bénéficiaire ne seront pas utilisés pour réinvestir dans l'élargissement des capacités de Paks II ou pour acheter ou construire de nouvelles capacités sans une approbation de l'aide d'État.
- (387) La Commission a également examiné si la mesure pourrait faire obstacle à l'entrée d'autres types de capacités de production, en particulier au cours de la période limitée de l'exploitation parallèle de la centrale nucléaire de Paks et Paks II. Elle estime que tout obstacle à l'entrée est limité au motif que la pénurie dans la future capacité globale installée établie par le GRT permettrait la pénétration d'autres technologies de production (sources d'énergie renouvelable et non bas carbone), que Paks II soit construite ou non.
- (388) La Commission a également examiné les éventuels effets transfrontaliers de la mesure; toutefois, la taille de Paks II similaire aux quatre unités actuellement en fonctionnement ne devrait pas jouer un rôle transfrontalier important, même compte tenu du bon niveau d'interconnexion de la Hongrie, étant donné que le pays restera un importateur net avec l'un des prix les plus élevés de la région. Outre le déficit d'importation/exportation restant escompté en Hongrie, la Commission considère que les effets de Paks II sur les zones de prix de l'électricité se trouvant en dehors de celles directement voisines de la Hongrie seraient limités à cause de la distance et des contraintes du réseau qui rendraient l'électricité produite en Hongrie encore plus chère pour les régions plus éloignées.
- (389) La Commission a également pris note de la conclusion selon laquelle, durant l'exploitation parallèle de la centrale nucléaire de Paks et de Paks II, qui devrait être plus courte que prévu à l'origine, la demande maximale nationale croissante escomptée ne sera pas satisfaite uniquement grâce aux centrales nationales.

- (390) La Commission réitère le fait que d'autres distorsions éventuelles du marché, telles que l'augmentation d'une concentration éventuelle du marché ainsi que l'absence de liquidité du marché ont été minimisées, sur la base des confirmations données par la Hongrie le 28 juillet 2016.
- (391) Dès lors, la Commission conclut que toutes les distorsions potentielles de la concurrence sont limitées et contrebalancées par l'objectif commun mis en évidence et poursuivi, qui doit être atteint de manière proportionnée, en particulier compte tenu des confirmations données par la Hongrie le 28 juillet 2016.

6. CONCLUSION

- (392) À la lumière de ces considérations, la Commission estime que la mesure notifiée par la Hongrie implique une aide d'État qui, telle que modifiée par la Hongrie le 28 juillet 2016, est compatible avec le marché intérieur conformément à l'article 107, paragraphe 3, point c), TFUE.

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

La mesure que la Hongrie prévoit de mettre en œuvre pour soutenir financièrement le développement de deux nouveaux réacteurs nucléaires qui sont intégralement financés par l'État hongrois au profit de l'entité MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Limited by Shares («Paks II»), qui posséderait et exploiterait ces réacteurs nucléaires, constitue une aide d'État.

Article 2

La mesure est compatible avec le marché intérieur, sous réserve des conditions énoncées à l'article 3.

Article 3

La Hongrie veille à ce que Paks II n'utilise les bénéfices résultant de l'activité des unités 5 et 6 de la centrale nucléaire de Paks II que pour les objectifs suivants:

- a) le projet Paks II (ci-après le «projet»), qui est défini comme étant le développement, le financement, la construction, la mise en service, l'exploitation et la maintenance, la rénovation, la gestion des déchets et le démantèlement de deux nouvelles unités nucléaires avec des réacteurs VVER 5 et 6 sur le site de la centrale nucléaire de Paks II, en Hongrie. Les bénéfices ne sont pas utilisés pour financer des investissements dans des activités ne relevant pas du cadre du projet ainsi défini.
- b) Le paiement des bénéfices à l'État hongrois (par exemple au moyen de dividendes).

La Hongrie veille à ce que Paks II s'abstienne d'un (ré-)investissement dans la prolongation de la capacité ou de la durée de vie propre à Paks II et l'installation de capacités de production supplémentaires, en dehors de celles des réacteurs 5 et 6 de Paks II. Au cas où un tel nouvel investissement serait réalisé, il serait soumis à une approbation distincte au regard des règles en matière d'aides d'État.

La Hongrie veille à ce que la stratégie de négociation de la production de Paks II soit une stratégie commerciale d'optimisation du profit de pleine concurrence, exécutée à l'aide de modalités de négociation commerciale conclues au moyen de soumissions traitées sur une plateforme de négociation transparente ou une bourse d'échange. La stratégie de négociation de la production d'énergie de Paks II (à l'exclusion de la consommation propre de Paks II) se présente comme suit:

Niveau 1: Paks II vend au moins 30 % de sa production d'électricité totale sur les marchés des transactions pour le lendemain, infra-journaliers et à terme de la bourse d'échange d'électricité hongroise («HUPX»). D'autres échanges d'électricité similaires peuvent être utilisés sous réserve de l'accord ou du consentement des services de la Commission ou être rejetés dans un délai de deux semaines à compter de la demande formulée par les autorités hongroises.

Niveau 2: Le reste de la production totale d'électricité de Paks II est vendu par Paks II selon des modalités objectives, transparentes et non discriminatoires au moyen d'enchères. Les conditions pour de telles enchères sont déterminées par le régulateur de l'énergie hongrois, à l'instar des exigences en matière d'enchères imposées à MVM Partner [(décision 741/2011 du régulateur hongrois)]. Le régulateur de l'énergie hongrois supervise également la tenue de ces enchères.

La Hongrie veille à ce que la plateforme de vente aux enchères pour le niveau 2 soit exploitée par Paks II et à ce que les offres et les soumissions soient également accessibles à tous les négociants agréés ou enregistrés aux mêmes conditions du marché. Le système de compensation des offres est vérifiable et transparent. Aucune restriction n'est imposée à l'utilisation finale de l'électricité achetée.

En outre, la Hongrie s'engage à ce que Paks II, ses successeurs et entreprises affiliées soient totalement distincts sur les plans juridique et structurel, et soient soumis à un pouvoir de décision autonome au sens des points 52 et 53 de la communication juridictionnelle sur les concentrations ⁽¹⁵⁰⁾ et à ce que leur maintenance, leur gestion et leur exploitation soient indépendantes et sans lien avec le groupe MVM et l'ensemble de ses entreprises, successeurs et entreprises affiliées ainsi que d'autres entreprises sous contrôle étatique, actives dans la production, la vente en gros ou en détail de l'énergie.

Article 4

La Hongrie soumet à la Commission des rapports annuels sur le respect des engagements visés à l'article 3. Le premier rapport est soumis un mois après la date de clôture du premier exercice de l'exploitation commerciale de Paks II.

Fait à Bruxelles, le 6 mars 2017

Par la Commission

Margrethe VESTAGER

Membre de la Commission

⁽¹⁵⁰⁾ Communication juridictionnelle codifiée de la Commission concernant le règlement (CE) n° 139/2004 du Conseil relatif au contrôle des opérations de concentration entre entreprises (JO C 95 du 16.4.2008, p. 1).